



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**FAKULTA ELEKTROTECHNIKY
A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ**

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

**OPTIMALIZACE ŽIVOTNÍHO CYKLU
TRANSFORMÁTORU 110/22 kV**

OPTIMIZATION OF THE LIFECYCLE TRANSFORMER 110/22 KV

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Jiří Suk

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Michal Krbal, Ph.D.

BRNO 2017

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Jiří Suk

ID: 153197

Ročník: 2

Akademický rok: 2016/17

NÁZEV TÉMATU:

Optimalizace životního cyklu transformátoru 110/22 kV

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Stanovení optimálního jmenovitého výkonu nových transformátorů (cena vs. provozní ztráty vs. spolehlivost)
2. Optimální zatěžování transformátorů a jejich zbytková životnost
3. Optimalizace instalovaných transformačních výkonů v transformovných dané distribuční oblasti
4. Přechod velkého odběratele z hladiny 22 kV na hladinu 110 kV (z pohledu transformace)

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 6.2.2017

Termín odevzdání: 22.5.2017

Vedoucí práce: Ing. Michal Krbal, Ph.D.

Konzultant:

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

Bibliografická citace práce:

SUK, J. *Optimalizace životního cyklu transformátoru 110/22 kV*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2017. 71 s. Vedoucí diplomové práce Ing. Michal Krbal, Ph.D..

„Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma Optimalizace životního cyklu transformátoru 110/22 kV jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.“

V Brně dne: 12. 05. 2017

.....
Podpis

ABSTRAKT

Cílem práce je popsat situaci v transformaci 110/22 kV v distribuční oblasti E.ON Východ. Dále popsat současnou praxi ve výměně transformátorů 110/22 kV a zmínit možnosti nahrazování strojů na konci životnosti vzhledem k vývoji zatížení jednotlivých transformoven v dané distribuční oblasti. Nedílnou součástí práce je i ekonomické hodnocení předčasné výměny transformátorů ze dvou různých pohledů. Dalším bodem je rešerše současných možností v přístupu na prodlužování životního cyklu těchto zařízení a návrh metody pro sledování stavu papírové izolace pro odhad předpokládané doby života transformátoru. Posledním bodem je zhodnocení přechodu významného odběratele z napěťové hladiny 22 kV do napěťové hladiny 110 kV, včetně technických a ekonomických záležitostí s tím spojených.

KLÍČOVÁ SLOVA: transformátor 110/22 kV, optimalizace, ztráty, diagnostika, výměna, NPV, vývoj zatížení

ABSTRACT

The aim of the thesis is to describe the situation in transformation 110/22 kV in distribution area E.ON East. Next to describe the current practice in the replacement of 110/22 kV transformers and mention the possibilities of replacing the machines at the end of their lifecycle with respect to the development of the load of the individual transformer stations in the distribution area. An integral part of the thesis is also the economic evaluation of premature replacement of transformers from two different perspectives. The next point is to look at the current possibilities in the lifecycle lengthening of these devices and to suggest a method for monitoring the state of paper insulation to estimate the remaining lifetime of the transformer. The last point is the evaluation of the transition of a significant customer from a voltage level of 22 kV to a voltage level of 110 kV, including related technical and economic issues.

KEY WORDS: transformer 110/22 kV, optimization, losses, diagnostics, replacement, NPV, load development

Poděkování

Touto cestou bych rád poděkoval vedoucímu práce panu Ing. Michalovi Krbalovi, PhD., za pomoc při vypracování diplomové práce a stejně tak panu Ing. Martinovi Hroudnému, zejména za konzultaci praktické stránky řešené problematiky a poskytnuté materiály.

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ.....	9
SEZNAM TABULEK	10
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK.....	11
1 ÚVOD	12
2 ÚVODNÍ INFORMACE.....	13
2.1 ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVA	13
2.2 PŘENOSOVÁ SOUSTAVA	13
2.3 DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA	13
2.3.1 E.ON DISTRIBUCE, A.S.	14
2.4 TRANSFORMÁTOR	15
2.4.1 KONSTRUKCE TRANSFORMÁTORU	15
2.4.2 MAGNETICKÝ OBVOD	15
2.4.3 VINUTÍ TRANSFORMÁTORU	17
SPOJOVÁNÍ VINUTÍ.....	17
2.4.4 CHLAZENÍ TRANSFORMÁTORŮ	18
2.4.5 IZOLAČNÍ SYSTÉM.....	18
3 HOSPODÁRNOST TRANSFORMÁTORŮ	21
3.1 VYČÍSLENÍ ZTRÁT	21
3.2 NÁKLADY TRANSFORMÁTORŮ	23
4 OPTIMÁLNÍ JMENOVITÝ VÝKON NOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ	26
4.1 PARALELNÍ CHOD.....	29
4.2 VARIANTY POUŽITÍ TRANSFORMÁTORŮ.....	30
4.2.1 TRANSFORMOVNA S JEDINÝM TRANSFORMÁTOREM	30
4.2.2 TRANSFORMOVNA S DVOJICÍ TRANSFORMÁTORŮ	30
4.3 INVESTIČNÍ NÁKLADY TRANSFORMÁTORŮ 110/22 kV	31
4.4 SPOLEHLIVOST TRANSFORMÁTORŮ 110/22 kV	31
5 VÝVOJ A OPTIMALIZACE TRANSFORMOVANÝCH VÝKONŮ V DS 110/22 kV E.ON	
VÝCHOD	33
5.1 CELKOVÝ VÝVOJ A VLIV NA ZATĚŽOVÁNÍ TRANSFORMACE 110/22 kV.....	33
5.2 PŘETOKY ZE SÍTĚ 22 kV DO SÍTĚ 110 kV	36
5.3 ROZBOR ZATÍŽENÍ A ZTRÁT STÁVAJÍCÍCH TRANSFORMÁTORŮ	36
5.4 PŘEDČASNÁ VÝMĚNA TRANSFORMÁTORŮ	37
5.4.1 HODNOCENÍ METODOU NPV	39
5.5 NPV Z POHLEDU REGULOVANÉ SPOLEČNOSTI	43
5.6 VÝMĚNA A STANOVENÍ OPTIMÁLNÍ VELIKOSTI ZAŘÍZENÍ VE VZTAHU K DANÉ OBLASTI A	
JEJÍMU VÝVOJI V ZATÍŽENÍ A DALŠÍM VLIVŮM.....	46
6 STANOVENÍ SPOLEHLIVOSTI A ZBYTKOVÉ ŽIVOTNOSTI.....	50
6.1 ZÁKLADNÍ DEFINICE ŽIVOTNOSTI.....	50

6.2 DIAGNOSTIKA VÝKONOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ (OLEJOVÝCH).....	51
6.2.1 MĚŘENÍ IZOLAČNÍHO ODPORU A VÝPOČET POLARIZAČNÍHO INDEXU	52
6.2.2 MĚŘENÍ ZTRÁTOVÉHO Činitele $TG\Delta$ A KAPACITY	52
6.2.3 MĚŘENÍ ČÁSTEČNÝCH VÝBOJŮ	53
6.2.4 MĚŘENÍ A ANALÝZA POLARIZAČNÍHO SPEKTRA.....	53
6.2.5 VELIČINY C_2/C_{50}	53
6.2.6 METODA FREKVENČNÍCH CHARAKTERISTIK	54
6.2.7 MĚŘENÍ ODPORU VINUTÍ TRANSFORMÁTORU	54
6.2.8 KONDENZÁTOROVÉ PRŮCHODKY – MĚŘENÍ KAPACITY A ZTRÁTOVÉHO Činitele V PROVOZU	54
6.2.9 STANOVENÍ PLYNŮ ROZPUŠTĚNÝCH V OLEJI.....	54
6.3 ZBYTKOVÁ ŽIVOTNOST.....	55
7 PŘECHOD VELKÉHO ODBĚRATELE Z HLADINY 22 KV NA HLADINU 110 KV (Z POHLEDU TRANSFORMACE).....	59
7.1 ZDŮVODNĚNÍ STAVBY	59
7.2 NYNĚJŠÍ SITUACE V SÍTI	59
7.3 SHRnutí SOUČASNÉHO A BUDOUCÍHO STAVU.....	60
7.4 PŘECHOD MEZI NAPĚŤOVÝMI HLADINAMI Z POHLEDU PLATEB ZA ELEKTRICKOU ENERGII.....	60
7.5 VOLBA VHODNÉHO TRANSFORMÁTORU.....	63
7.6 ROZPOČET PŘECHODU MEZI NAPĚŤOVÝMI HLADINAMI.....	64
8 ZÁVĚR.....	68
POUŽITÁ LITERATURA	70

SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obrázek 2-1: Uspořádání elektrizační soustavy [1]</i>	13
<i>Obrázek 2-2: Rozdělení ČR podle jednotlivých distribučních oblastí</i>	14
<i>Obrázek 2-3: Magnetický obvod třífázového transformátoru [9]</i>	15
<i>Obrázek 2-4: Náhradní schéma skutečného transformátoru</i>	16
<i>Obrázek 2-5: Transformátorová koncepce ČR [12]</i>	17
<i>Obrázek 4-1: Závislost ročních ztrát transformátoru na ročním maximu jeho zatížení (pro různá data výroby) pro dobu využití maxima 4300 hodin [5]</i>	28
<i>Obrázek 4-2: Celkové ztráty jednoho a skupiny dvou a tří transformátorů v závislosti na zatížení</i>	29
<i>Obrázek 4-3: Počet poruch na transformátorech 110/22 kV v DS E.ON</i>	32
<i>Obrázek 5-1: Vývoj netto spotřeby el. energie v ČR s rozvojovými variantami z roku 2014 [10]</i> 34	
<i>Obrázek 5-2: Vývoj instalovaného výkonu všech transformoven 110/22 kV v DS E.ON východ</i> ..35	
<i>Obrázek 5-3: Vývoj soudobé a nesoudobého maxima v DS E.ON východ</i>	35
<i>Obrázek 5-4: Vývoj transformované energie v DS 110/22 kV E.ON východ</i>	35
<i>Obrázek 5-5: Zatížení transformace 110/22 kV v jednotlivých měsících roku 2016 v DS E.ON východ</i>	36
<i>Obrázek 5-6: Transformovaná energie v trafostanicích s nárůstem zatížení</i>	49
<i>Obrázek 5-7: Soudobé maximum zatížení v trafostanicích s nárůstem zatížení</i>	49
<i>Obrázek 6-1: Vývoj hodnoty PPS v letech pro uvedený příklad</i>	57
<i>Obrázek 7-1: Závislost ztrát uvažovaných transformátorů na zatížení</i>	63
<i>Obrázek 7-2: Kumulované DCF (Vývoj NPV v závislosti na čase)</i>	65

SEZNAM TABULEK

<i>Tabulka 3-1: Přehled hodnot koeficientu k_{Δ} pro různé polohy transformátoru</i>	<i>22</i>
<i>Tabulka 4-1: Vývoj ztrát naprázdno a nakrátko pro transformátory 25 a 40 MVA v čas. obdobích použitých v DS E.ON východ [5].....</i>	<i>27</i>
<i>Tabulka 4-2: Obecný přehled procentuálního podílu jednotlivých chyb na transformátorech 110/22 kV [6] – nejedná se o data E.ON.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabulka 5-1: Vývoj instalovaného výkonu a zatěžování transformace 110/22 kV v DS E.ON východ</i>	<i>34</i>
<i>Tabulka 5-2: Vstupní parametry výpočtu NPV</i>	<i>39</i>
<i>Tabulka 5-3: Uvažované parametry případně nově nasazeného transformátoru.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabulka 5-4: Souhrn transformátorů, které jsou starší 25 let + transformátory, které do této kategorie budou spadat v příštích dvou letech</i>	<i>40</i>
<i>Tabulka 5-5: Výsledky hodnocení předčasné výměny transformátorů</i>	<i>41</i>
<i>Tabulka 5-6: Přehled vypočtených hodnot pro vybraný transformátor – NPV</i>	<i>42</i>
<i>Tabulka 5-7: Výsledky hodnocení předčasné výměny z pohledu distributora</i>	<i>44</i>
<i>Tabulka 5-8: Přehled vypočtených hodnot pro vybraný transformátor - NPV.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabulka 5-9: Hodnoty naměřené pro dané trafostanice v jednotlivých letech – snižující se výkon</i>	<i>47</i>
<i>Tabulka 5-10: Hodnoty naměřené pro dané trafostanice v daných letech – potenciál pro 16 MVA</i>	<i>48</i>
<i>Tabulka 7-1: Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z DS</i>	<i>61</i>
<i>Tabulka 7-2: Cena za použití sítí provozovatele DS nad 1 kV</i>	<i>62</i>
<i>Tabulka 7-3: Parametry potenciálních transformátorů +jejich předpokládané ztráty při zatížení za rok 2016.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabulka 7-4: Zaokrouhlené položky předpokládaného rozpočtu pro jednotlivé části stavby.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabulka 7-5: Výpočet čisté současné hodnoty investice do přechodu odběratele z hladiny 22 do hladiny 110 kV na dobu 30 let.....</i>	<i>66</i>

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

ES	- elektrizační soustava
PS	- přenosová soustava
DS	- distribuční soustava
ČEPS	- česká energetická přenosová soustava
ENTSO-E	- European Network of Transmission System Operators for Electricity
VVN	- velmi vysoké napětí
VN	- vysoké napětí
NN	- nízké napětí
p	- převod transformátoru
N	- počet závitů vinutí
SRMC	- krátkodobé marginální náklady
k_{Δ}	- měrný činitel ztrát
TR	- trafostanice
ULLD	- konstrukce s velmi nízkými ztrátami
FVE	- fotovoltaická elektrárna
ŘPÚ	- řád preventivní údržby
WACC	- vážený průměr nákladů kapitálu
ERÚ	- Energetický regulační úřad
NPV	- čistá současná hodnota
RCF	- roční ekvivalentní hodnota
PPS	- průměrný polymerační stupeň
PTP	- přístrojový transformátor proudu
PTN	- přístrojový transformátor napětí
PTN	- přístrojový transformátor kombinovaný
HDO	- hromadné dálkové ovládání

1 ÚVOD

Stanovování optimálního jmenovitého výkonu transformátorů 110/22 kV se může na první pohled zdát jako velmi složitý proces, do kterého vstupuje mnoho faktorů. Pravdou však je, že provozovatel distribuční soustavy má poměrně úzce specifikovaný směr, kterým je tento proces ve své podstatě zjednodušen. Nejdůležitějším parametrem, na který je nezbytné se zaměřit, pokud chceme změnit stávající zvyklosti, je spolehlivost a zbytková životnost. Zařízení jako je transformátor 110/22 kV je velmi stálým, a do vysoké míry spolehlivým zařízením. Jeho fatální selhání je ovšem z mnoha pohledů nepřipustné, a proto je daná problematika velmi citlivým tématem, zvláště právě zbytková životnost, která z pravidla nebývá maximálně využívána z důvodu udržení vysoké spolehlivosti. V této diplomové práci se budu zabývat o to, jaká je současná situace ve sledované distribuční oblasti a poté možnostmi, které se v tomto oboru nabízejí.

Po obecné teorii se zaměřím na kapitulu, kde bude sepsána problematika hospodárnosti provozu transformátorů 110/22 kV a také způsob jejich generační výměny. V souvislosti s prvními třemi body osnovy zadání vycházím z literatury, odborných článků a také ze zkušeností a práce konzultanta ze společnosti E.ON Česká republika s. r. o. Budu se zabývat možnostmi sestav transformátorů v jednotlivých transformovnách a následně jejich optimalizací v závislostech na daných podmínkách. Důležitou kapitolou bude ekonomické hodnocení předčasné výměny strojů za nové v souvislosti se snižováním jejich ztrát, která bude probrána ze dvou různých úhlů pohledu.

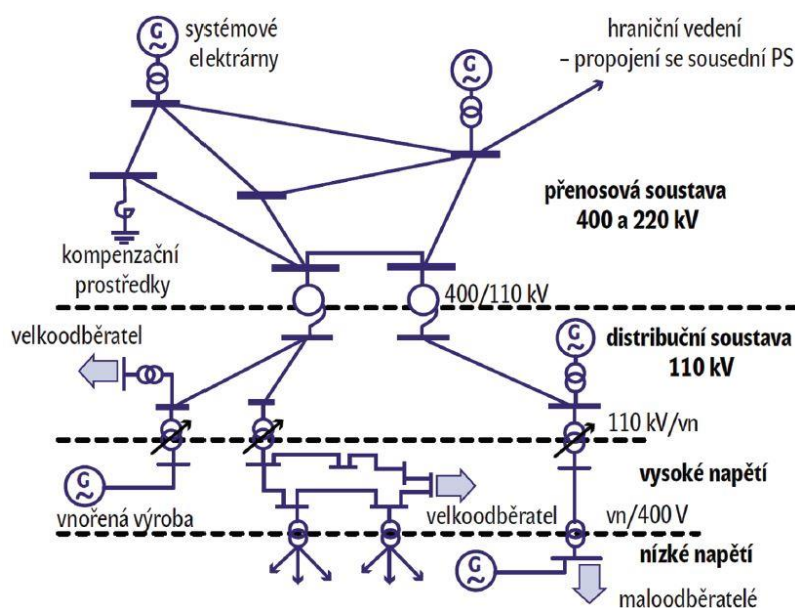
Další kapitola se bude blíže zabývat spolehlivostí a zbytkovou životností, kde bude tato problematika blíže rozebrána. Součástí rešerše možností diagnostiky a stanovování zbytkové životnosti bude navržena jednoduchá metoda sledování stavu izolace již odstavených transformátorů s jejichž pomocí by mělo být možno odhadnout zbývající životnost.

Poslední kapitola se bude zabývat významným odběratelem, který je v současné době připojen na hladině 22 kV a v blízké budoucnosti plánuje budovat vlastní transformovnu 110/22 kV, čímž dojde ke změně kategorizace jeho odběru. To bude mít dosah na jeho platby za distribuci. Tento rozdíl bude v této kapitole vyčíslen a zároveň vyhodnocen metodou NPV pro 30 let do budoucna. Jako nedílnou součást plánuji rozebrat současný a budoucí technický stav na straně odběratele, včetně návrhu optimálního jmenovitého výkonu nového transformátoru, který bude zvážen z více pohledů tak, aby co nejlépe vyhovoval všem podmínkám.

2 ÚVODNÍ INFORMACE

2.1 Elektrizační soustava

Elektrizační soustava je soubor vzájemně propojených zařízení, která vyrábí, přenáší, transformují a distribuují elektrickou energii, včetně elektrických přípojek a přímých vedení a dalších technických systémů např. měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací informační a telekomunikační techniky.



Obrázek 2-1: Uspořádání elektrizační soustavy [1]

2.2 Přenosová soustava

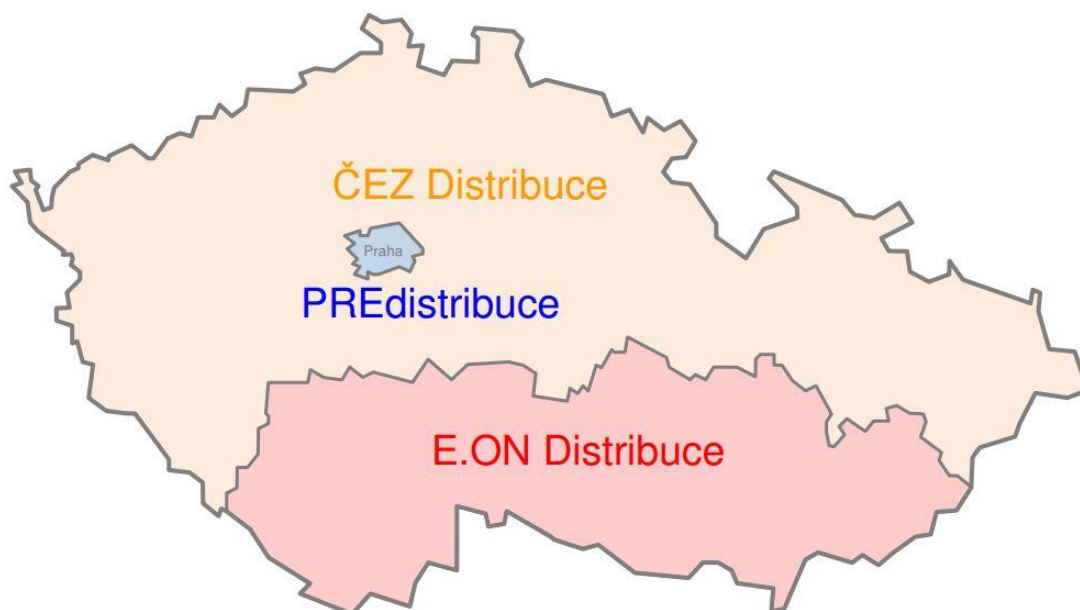
Přenosová soustava obstarává funkci elektrizační soustavy na napěťových hladinách 400 a 220 kV. Pomocí dispečerského řízení vyrovnává rozdíly mezi výrobou a spotřebou. Propojuje výrobce a velké rozvodny a zároveň propojuje Českou republiku s elektrizačními soustavami okolních států. Vyznačuje se tím, že v předávacích bodech se napětí 400 nebo 220 kV transformuje na distribuční hladinu 110 kV.

V České republice je pouze jeden výhradní provozovatel přenosové soustavy, kterým je ČEPS a.s. na základně licence udělené Energetickým regulačním úřadem. Důležitým posláním ČEPS je spolupráce s ostatními evropskými provozovateli přenosových soustav, které sdružuje organizace ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

2.3 Distribuční soustava

Jedná se o vedení a zařízení na napěťové hladině 110 kV (bez vedení a zařízení 110 kV, které zahrnujeme do přenosové soustavy – nejčastěji přeshraniční vedení) a vedení se zařízeními na napěťových hladinách 35; 22; 10; 6; 3; 1,5; a 0,4 kV. Tyto vedení a zařízení slouží k distribuci elektrické energie na daném území.

Úkolem distribuční soustavy je bezpečné a hospodárné zásobování elektrickou energií všechny odběratele v daném množství a kvalitě v daném čase.



Obrázek 2-2: Rozdělení ČR podle jednotlivých distribučních oblastí

2.3.1 E.ON Distribuce, a.s.

Distribuční síť E.ON Distribuce, a.s. je z převážné většiny napájena ze soustavy přenosové patřící ČEPS, a.s. a to prostřednictvím nadřazených transformací 400/110 kV, případně 220/110 kV též v majetku ČEPS. Minoritními zdroji napájení jsou výroby E.ON, závodní elektrárny a ostatní lokální zdroje [2].

Zásobovaná oblast

- **Plocha:** 26 499 km².
- **Počet obyvatel:** 2 773 311.
- **Počet odběratelů:** 1 151 418.

Zařízení ve vlastnictví

- **Vedení VVN:**

kabel	10,5 km,
venkovní	2 373 km.
- **Vedení VN:**

kabel	3 767 km,
venkovní	18 107 km.
- **Vedení NN:**

kabel	23 338 km,
venkovní	16 170 km.
- **Transformovny:** VVN/VN 87 ks.
- **Instal. výkon transformace:** VVN/VN 5 590 MVA.
- **Transformátory:** VVN/VN 167 ks.
- **Distribuční trafostanice:** VN/NN 19 028 ks.
- **Distribuční transformátory:** VN/NN 20 654 ks.
- **Instal. výkon transformace:** VN/NN 5 814 MVA.
- **Instalovaný výkon zdrojů:** 2 130 MVA.

2.4 Transformátor

Transformátor je elektrický netočivý stroj pracující na principu Faradayova zákona elektromagnetické indukce – napětí indukované ve smyčce je úměrné celkové změně magnetického toku. U transformátoru dochází k indukci napětí na sekundárním vinutí vlivem proměnlivého magnetického toku, který je vyvolán proudem procházejícím vinutím primárním.

Používá se ke změně hodnot střídavého napětí při stálém kmitočtu. Při přenosu elektrické energie přenosovou soustavou je potřeba z důvodu snížení ztrát zvýšit hladinu napětí a na úrovni distribuční hladinu opět snižovat až na úroveň vyžadovanou jednotlivými odběrateli.

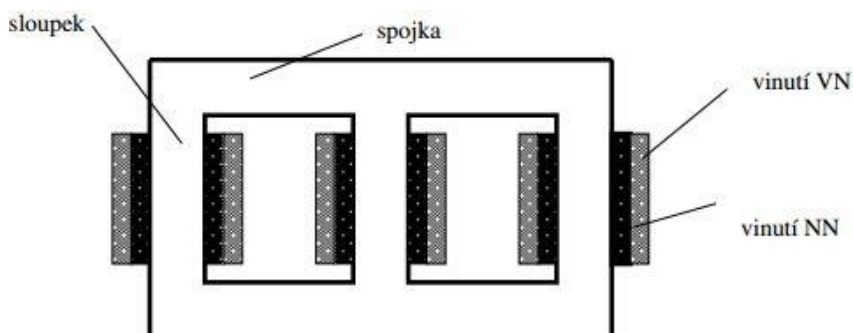
2.4.1 Konstrukce transformátoru

Výkonový transformátor je tvořen třemi základními částmi, kterými jsou: magnetický obvod, vinutí a systém chlazení.

2.4.2 Magnetický obvod

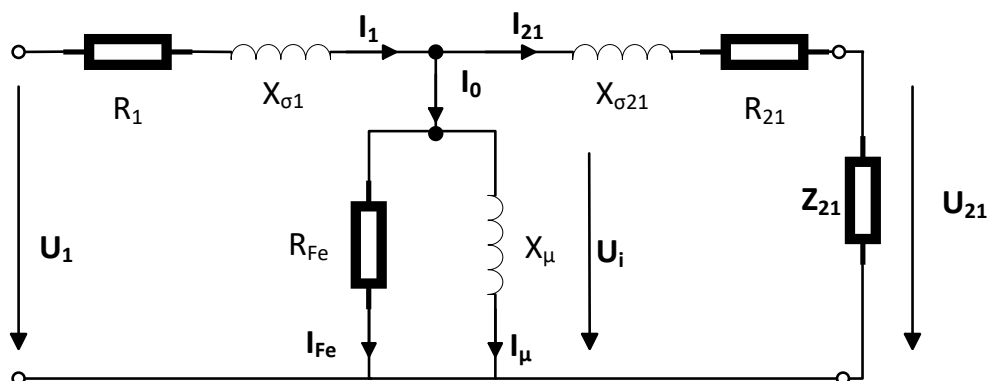
Magnetický obvod neboli jádro slouží k uzavření magnetického toku. Jádro je složeno z elektrotechnických plechů, které jsou navzájem izolovány nevodivým materiálem – to je kvůli snížení ztrát. Plechy jsou vyrobeny z elektrotechnické oceli s příměsí křemíku. Hysterezní ztráty jsou omezeny pomocí orientovaných plechů válcovaných za studena vykazujících lepší magnetické vlastnosti při magnetování ve směru válcování [9].

Provedením magnetického obvodu můžeme transformátory rozdělit na jádrové a plášťové. Třífázové transformátory jsou většinou konstruovány jako jádrové, protože vychází jako hmotnostně lehčí a mají lepší chladicí poměry (především u vzduchového chlazení), ale mají větší rozptylové toky.



Obrázek 2-3: Magnetický obvod třífázového transformátoru [9].

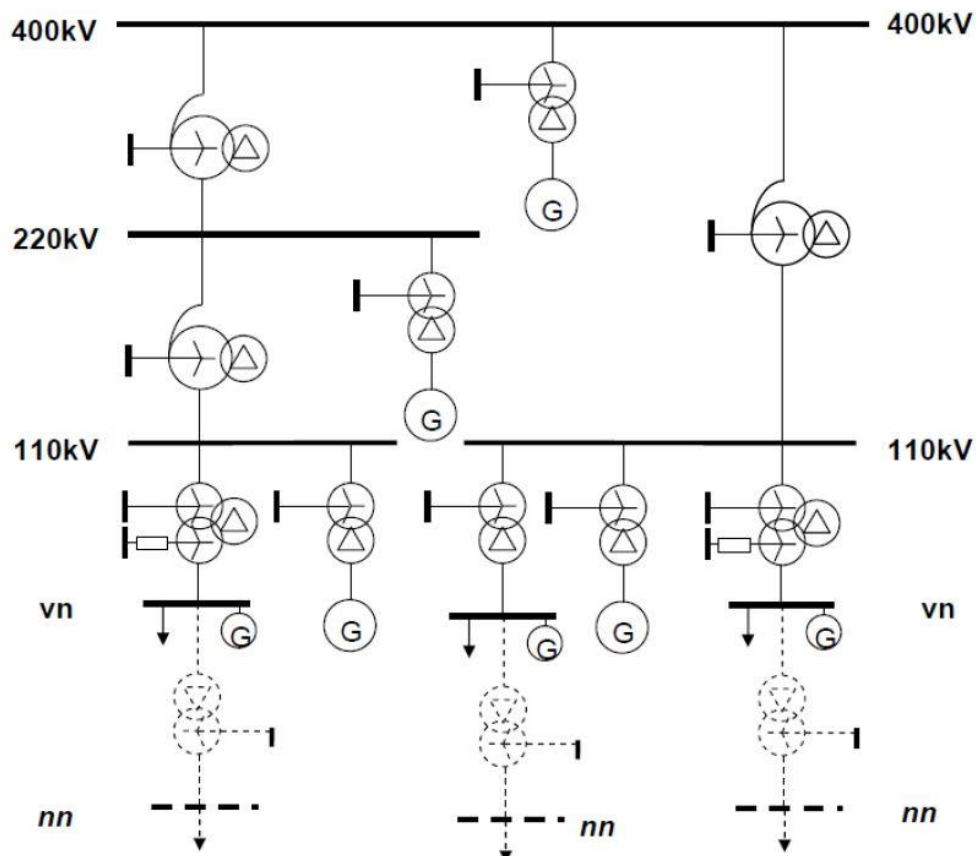
V energetických aplikacích se používají třífázové transformátory se společným magnetickým systémem, ale jsou případy, kdy se užívá tři jednofázových jednotek, a to zejména u velkých výkonů stovek až tisíců MVA. Rozměry celé třífázové jednotky odpovídajícího výkonu může komplikovat např. dopravu. Nevýhodou jsou však vyšší celkové náklady dané vyšší spotřebou materiálu [9].



Obrázek 2-4: Náhradní schéma skutečného transformátoru

Kde:

U_1	napájecí napětí primární strany transformátoru	(V),
U_{21}	svorkové napětí sekundární strany přepočtené na primární stranu	(V),
U_i	vnitřní indukované napětí	(V),
I_1	primární proud	(A),
I_{21}	sekundární proud přepočtený na primární stranu	(A),
I_0	proud naprázdno	(A),
I_μ	magnetizační proud	(A),
I_{Fe}	proud na krytí ztrát v železe	(A),
R_1	odpor vinutí primární cívky	(Ω),
R_{21}	odpor vinutí sekundární cívky přepočtený na primární stranu	(Ω),
$X_{\sigma 1}$	rozptylová reaktance primárního vinutí	(Ω),
$X_{\sigma 21}$	rozptylová reaktance sekund. vinutí přepočtená na primární vinutí	(Ω),
R_{Fe}	odpor zahrnující ztráty v železe	(Ω),
X_μ	magnetizační reaktance	(Ω),
Z_{21}	impedance zátěže	(Ω).



Obrázek 2-5: Transformátorová koncepce ČR [12]

2.4.3 Vinutí transformátoru

Každá fáze transformátoru má vinutí primární a sekundární. V závislosti na konfiguraci můžeme vinutí dělit na dva základní typy, a to válcová a desková. Válcové vinutí má cívky navinuté na celé délce jádra tak, že je navinuto nejprve jedno a na něm následně další. Deskové je navinuto tak, že se střídají kotouče cívek primárního a sekundárního vinutí [9].

Poměr závitů na primární a sekundární cívice se nazývá převod transformátoru, respektive jeho transformační poměr. Ten lze vyjádřit také jako poměr primárního a sekundární napětí.

$$p = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (2.1)$$

Spojování vinutí

Vinutí u trojfázového transformátoru je vyvedeno na svorky tak, že svorky jedné fáze jsou umístěny naproti sobě. Svorky vyššího napětí jsou označovány velkými písmeny, zatímco nižší napětí malými. Vinutí může být spojeno do hvězdy, trojúhelníku nebo lomené hvězdy. Způsob zapojení je vyznačen na štítku transformátoru.

Varianta (Y, y) vznikne, pokud je vstupní i výstupní vinutí zapojeno do hvězdy. Při vyvedeném uzlu poskytuje dvě hodnoty napětí – fázové a sdružené. Využití nachází při transformaci VVN/VN. Tento druh spojení je výrobně nejlevnější, ale nehodí se pro nesouměrně zatížené sítě.

Varianta (D, d) je při spojení obou vinutí do trojúhelníku, obdobně pak (Z, z) při spojení obou vinutí do lomené hvězdy – kdy je vinutí každé fáze rozděleno napůl a obě poloviny jsou na dvou sousedních jádrech. Jedna polovina je vždy připojena obráceně a konce jsou spojeny do uzlu. Nejčastěji je využíváno na straně nízkého napětí u transformátoru v nerovnoměrně zatížených sítích.

Spojení (Y, z) s vyvedeným uzlem je využitelné do výkonu 315 kVA. Hodí se pro nerovnoměrně zatížení. U lomené hvězdy je také vyšší počet závitů než u hvězdy klasické.

Spojení (D, y) je dražší než Yy, protože je potřeba více lépe izolovaných závitů. V ČR nachází využití při transformaci VN/0,4 kV.

Pro transformátory VVN/VN se využívá spojení Yyd, kde může být terciární vinutí použito pro kompenzaci nesymetrie. Někdy může být využito pro napájení vlastní spotřeby, záložní napájení a měření.

2.4.4 Chlazení transformátorů

Transformátor, stejně jako každý elektrický stroj je důležité navrhovat spolu s chladícím systémem, a to zejména z důvodu prodloužení životnosti daného stroje, především z pohledu izolací, které s vyšší teplotou rychleji degradují.

Transformátory velkých výkonů bývají izolovány a také chlazeny minerálním olejem. Oběh minerálního oleje může být i nucený, přičemž olej je chlazen samostatným externím chladičem. Olej však plní i funkci impregnace vrstev izolačního papíru, který se používá jako izolace vinutí. Výhodou je tedy to, že samotný olej může poskytovat komplexní informaci o stavu transformátoru z hlediska diagnostiky bez významných zásahů do zařízení [11].

U olejových transformátorů je systém značení zaveden symboly, např. ONAN, ONAF, OFAF, ODAF nebo ODWF. Jedná se o chlazení olejovým médiem (O) proudícím uvnitř transformátoru přirozeně (N) nebo nuceně čerpadly (F), které je mimo transformátor ochlazováno vzduchem (A) nebo vodou (W), přirozeně (N) nebo nuceně (F).

2.4.5 Izolační systém

Izolaci transformátoru lze rozdělit na venkovní a vnitřní, které se dělí následovně:

- Venkovní
 - izolace vývodů vinutí,
 - izolace průchodek mezi nádobou a vn vývodem.
- Vnitřní
 - izolace vinutí,
 - izolace vývodů,
 - izolace pomocných zařízení jako např. přepínač odboček.

Izolaci lze dále rozdělit na hlavní a podélnou následovně:

- Hlavní
 - izolace mezi vinutími,
 - izolace mezi vinutími a jádrem transformátoru,
 - izolace mezi vnějšími vinutími dvou sousedních fází,
 - izolace mezi vinutími a nádobou transformátoru.

- Podélná
 - izolace závitová,
 - izolace mezi cívkami nebo vrstvami.

V případě izolačního systému velkých výkonových transformátorů je nutné zohlednit nejen požadavky na pevnost elektrickou, ale také na pevnost mechanickou z důvodu mechanického namáhání při zhotovování vinutí a také při působení zkratových proudů, které je doprovázeno značnými dynamickými silami [11].

Většina transformátorů využívá izolační systém olej – papír. Papír jako jedna ze složek izolačního systému je zpracovaný jako čistá celulóza bez přítomnosti rozpustných solí a necelulózových složek. Tento materiál je dále zpracováván bez použití klišů a plniv. Orientace vláken celulózy ovlivňuje výslednou elektrickou pevnost [11].

Hlavním nedostatkem celulózy je její schopnost pohlcovat vlhkost, a to i při malé relativní vlhkosti vzduchu. Absorpce vody ve formě par přetrvává až do dosáhnutí rovnovážného stavu. Relativní permitivita použité buničiny bývá v rozsahu 5,5 – 6. Materiál však není homogenní a obsahuje mezery mezi vlákny, přičemž vzduch mezi těmito vlákny snižuje právě relativní permitivitu na hodnotu 2,2 – 3. Výsledná relativní permitivita je tedy závislá na hustotě vláken. Elektrická pevnost papíru a samotného vzduchu je přibližně stejná, což je důvodem, proč se papír nepoužívá jako izolace samostatně. K navýšení elektrické pevnosti dochází vyplněním vzduchových dutinek pevným nebo kapalným izolantem. Tomuto postupu se říká impregnace [11].

K degradaci izolačního papíru dochází podobně jako v jiných organických izolantech. Tento jev je nejvíce ovlivněn teplotou, která urychluje rozpad molekul celulózy. Dochází však i ke zhoršení mechanické odolnosti a oxidaci. Oxidace je výsledek nárůstu kyselosti v daném prostředí.

Pokud dojde k navýšení teplot nad 120 °C mohou vznikat i plyny, které dávají vzniknout bublinkám narušujícím izolační pevnost v systému izolace. Kvůli tomu je velmi důležité sledovat teplotu v izolačním systému a tím předcházet degradačním procesům.

Kapalné a plynné izolanty mají výhodu v tom, že při překročení elektrické pevnosti nedochází k trvalému průrazu. Vzhledem k vysoké teplotě obloku však vznikají látky, které zhoršují jejich izolační vlastnosti. Obecně se nejčastěji používají minerální, silikonové a fluorizované oleje. Mezi důležité vlastnosti patří vysoká el. pevnost, nízká relativní permitivita, chladicí potenciál a odolnost vůči částečným výbojům [11].

Mezi nejpoužívanější izolační oleje patří minerální oleje. Tyto oleje se většinou získávají frakční destilací ropy. Méně využívaným způsobem je syntetická výroba. Složení ropy, ze které je frakce prováděna ovlivňuje budoucí složení minerálního oleje. Problémem jsou sloučeniny síry, které mají vliv na korozi vinutí i jádra transformátoru. Přítomnost síry ve frakcích ropy lze logicky předpovědět na základě obsahu síry v ropě surové. Dalším aspektem dělení ropy podle obsahu sloučenin je podle zastoupení třech významných skupin uhlovodíků. Na základě zastoupení těchto sloučenin lze oleje dělit na naftanické, parafinické a aromatické.

Látky, které způsobují zpomalení degradace transformátorového oleje, se nazývají inhibitory. V praxi jsou to především inhibitory oxidační, která zajišťují zpomalení degradace vlivem zvýšené teploty, kyslíku, vzdušné vlhkosti, UV záření atd. Použitím inhibitorů můžeme dosáhnout až zdvojnásobení životnosti transformátorového oleje, přičemž tyto látky samy o sobě tvoří pouze 0,1 – 0,5 % objemu oleje. Další výhodou je i fakt, že se koncentrace inhibitorů vlivem

provozu zařízení snižuje, a díky tomu jsme schopni diagnostikou odhalit stav samotného oleje např. reakcí s kyselinou fosfor-molybdenovou. Nejčastěji používané inhibitory jsou DBP a DBPC, které nachází využití vzhledem k vlastnostem a nízké koncentraci nutné k dosažení oxidační stability.

Minerální oleje jsou používány především z důvodu dostupnosti a ceny. Používají se jako chladicí a izolační médium, které je schopné zhaset elektrický oblouk. Jeho nevýhodou je však poměrně nízká teplota vzplanutí, která se pohybuje okolo 150 °C a v neposlední řadě jejich obtížná odbouratelnost v prostředí. Naproti tomu přírodní minerální oleje jsou náchylné na degradaci vlivem oxidace, vysoké teploty a dalších výše zmíněných degradačních činitelů. Zmíněné nedostatky lze kompenzovat použitím syntetických izolantů – nedochází u nich k takové degradaci vlivem teploty a zároveň jsou upravené pro nižší hořlavost. Mezi nevýhody patří jejich vysoká cena [11].

3 HOSPODÁRNOST TRANSFORMÁTORŮ

3.1 Vyčíslení ztrát

Transformátor je jedním z nejpoužívanějších zařízení při přenosu a distribuci elektrické energie, z čehož vyplývá, že jeho optimálně nastavený provoz může zlepšit hospodárnost provozu celé elektrizační soustavy. Pokud řešíme hospodárnost provozu, má největší význam oceňování ztrát elektrického výkonu a práce, které v transformátorech vznikají. Nejlepší variantou, jak dosáhnout optimálního provozu, jsou marginální náklady na elektřinu. V tomto případě marginální náklady krátkodobé – SRMC [4].

Činné ztráty v transformátorech se dělí následovně:

- Ztráty naprázdno (ztráty v železe) – ΔP_0 (W), jsou složeny ze ztrát hysterezních a ztrát vířivými proudy. Jedná se o ztráty nezávislé na zatížení transformátoru.
- Ztráty nakrátko (ztráty v mědi) – ΔP_k (W), jsou ztráty, které vznikají procházejícím proudem přes primární a sekundární vinutí, které má určitý činný odpor. Jsou závislé na druhé mocnině zatížení transformátoru.

Celkové činné ztráty lze vyjádřit následovně [4]:

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2. \quad (3.1)$$

Kde:

ΔP	činné ztráty transformátoru při zatížení S	(kW),
ΔP_0	činné ztráty transformátoru naprázdno	(kW),
ΔP_k	jmenovité činné ztráty nakrátko	(kW),
S	zatížení transformátoru	(MVA),
S_n	jmenovitý výkon transformátoru	(MVA).

Jalový příkon transformátoru se z pohledu elektrické sítě považuje za ztráty. Jalové ztráty transformátoru lze vyjádřit jako [8]:

$$\Delta Q = \Delta Q_0 + \Delta Q_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2. \quad (3.2)$$

Kde:

ΔQ	ztráty jalového výkonu při zatížení S	(kVAr),
ΔQ_0	ztráty jalového výkonu naprázdno	(kVAr),
ΔQ_k	ztráty jalového výkonu nakrátko	(kVAr).

Zjednodušeně lze ztráty jalového výkonu naprázdno a nakrátko vyjádřit následovně:

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0}{100} \cdot S_n, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_n. \quad (3.4)$$

Kde:

i_0 proud naprázdno (%),

u_k napětí nakrátko (%).

Zatížený transformátor má celkový vliv na ztráty činného výkonu v síti následující [8]:

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_{kn} \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 + k_\Delta \cdot \left(\Delta Q_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 + \Delta Q_0\right). \quad (3.5)$$

Kde:

ΔP_T celkové ztráty činného výkonu (%),

k_Δ měrný činitel ztrát (ztráty činného výkonu vyvolané 1 kVAr jalového zatížení) (kW/kVAr).

Tabulka 3-1: Přehled hodnot koeficientu k_Δ pro různé polohy transformátoru

	Místo, na kterém je transformátor instalován	k_Δ (kW/kVAr)
1.	Připojený k přípojnícím v elektrárně	0,02
2.	V městských nebo průmyslových rozvodnách připojených na 6 či 10 kV	0,07
3.	V oblastních sítích 22 – 110 kV	0,15
4.	Jako bod 2. připojený přes oblastní síť VN	0,15
5.	Jako bod 4. avšak s částečně krytou jalovou spotřebou	0,05

Pokud vezmeme v úvahu rozdílnou povahu ztrát výkonu transformátoru nemůžeme ztráty elektrické energie za určité období (nejčastěji jeden rok) určit pomocí ztrát činného výkonu při maximálním zatížení a doby plných ztrát. Proto je nutné znovu oddělit ztráty elektrické energie naprázdno, které jsou konstantní, a ztráty závisující právě na zatížení. Ztráty energie naprázdno jsou po celé sledované období konstantní, lze je vyjádřit následovně [8]:

$$\Delta W_0 = (\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0) \cdot T. \quad (3.6)$$

Kde:

ΔW_0 ztráty energie naprázdno (kWh/rok),

T doba, kterou je transformátor během daného období v provozu (h).

Pro ztráty elektrické energie vlivem zatížení za dané období platí:

$$\Delta W_z = (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \cdot T_\Delta. \quad (3.7)$$

Kde:

T_Δ doba plných ztrát (h).

Určení doby plných ztrát je důležité z hlediska proměnlivého průběhu zatížení v průběhu roku podle vztahu z normy ČSN 341610 [4]:

$$T_\Delta = \left[0,2 \cdot \frac{T_m}{T} + 0,8 \cdot \left(\frac{T_m}{T}\right)^2 \right] \cdot T. \quad (3.8)$$

Kde:

T_m doba užití maxima (h).

Celkové ztráty elektrické energie za sledované období lze zapsat následovně [13]:

$$\Delta W_T = \Delta W_0 + \Delta W_z = (\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0) \cdot T + (\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \cdot T_\Delta. \quad (3.9)$$

3.2 Náklady transformátorů

Roční náklady transformátoru lze určit následovně:

$$N_T = N_{iT} + N_{\Delta T}. \quad (3.10)$$

Kde:

N_T celkové roční náklady transformátoru (Kč/rok),

N_{iT} roční náklady odvozené z investičních nákladů (Kč/rok),

$N_{\Delta T}$ celkové roční náklady na ztráty (Kč/rok).

Dále potom vztah pro náklady odvozené z investičních nákladů [8]:

$$N_{iT} = \frac{p}{100} \cdot K_{iT}. \quad (3.11)$$

Kde pro celkové roční procento p platí [8]:

$$p = p_{úr} + p_{odp} + p_{údr}. \quad (3.12)$$

Kde:

K_{iT}	pořizovací cena transformátoru	(Kč),
p	celkové roční procento	(%),
$p_{úr}$	úrok	(%),
p_{odp}	odpisové procento	(%),
$p_{údr}$	procento údržby	(%).

Náklady na ztráty vyjadřujeme následovně [8]:

$$N_{\Delta T} = (\Delta P_0 + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_0) \cdot n_{\Delta}^0 + (\Delta P_k + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_k) \cdot \left(\frac{S_m}{S_n}\right)^2 \cdot n_{\Delta}. \quad (3.13)$$

Kde:

n_{Δ}^0	celkové měrné náklady na ztráty naprázdno	(Kč/kWh.rok),
n_{Δ}	celkové měrné náklady na ztráty	(Kč/kWh.rok),
S_m	maximální zatížení za období	(MVA).

Celkové měrné náklady na ztráty:

$$n_{\Delta} = n_p + n_w \cdot T_{\Delta}. \quad (3.14)$$

Kde:

n_p	měrné náklady na výkon	(Kč/kWh.rok),
n_w	měrné náklady na energii	(Kč/kWh.rok).

Celkové měrné náklady na ztráty naprázdno:

$$n_{\Delta}^0 = n_p + n_w \cdot T. \quad (3.15)$$

Následující vztah je určen pro stanovení hospodárného výkonu transformátoru se zahrnutím investičních nákladů na daný transformátor [8]:

$$S_h = \sqrt{\frac{N_{iT} + (\Delta P_0 + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_0) \cdot n_{\Delta}^0}{(\Delta P_k + k_{\Delta} \cdot \Delta Q_k) \cdot n_{\Delta}}}. \quad (3.16)$$

4 OPTIMÁLNÍ JMENOVITÝ VÝKON NOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ

Pro distribuční oblast E.ON východ je typické používání transformátorů 110/22 kV o dvou jmenovitých výkonech a sice 25 nebo 40 MVA jejichž napětí na primární straně je 110 kV $\pm 8 \times 2 \%$, na sekundární potom 23 kV. Napětí nakrátko se pohybuje okolo hodnoty 11,5 %. Jsou uzpůsobeny pro provoz s kompenzační tlumivkou do 5000 kVAr, případně provoz s odporem.

V určitých situacích je nutné nasazení transformátorů s terciálním vinutím 6,3 kV v případech odběratelů na hladině 6 kV – TR Velká Bíteš a Klobouky u Brna [5].

V DS E.ON východ se nepoužívají transformátory jmenovitých výkonů 16 a 63 MVA z následujících důvodů:

16 MVA:

- investičně pouze o málo levnější než 25 MVA (cca 50-60 tisíc EUR),
- nedosahuje výrazně nižších ztrát než výkonově vyšší řada,
- riziko nucené výměny za výkonově vyšší transformátor z důvodu velmi proměnlivých meziročních změn v zatížení (minimální předpokládá životnost je však 35 let).

63 (50) MVA:

- otázka zejména pro využití při protinámrazovém vyhřívání venkovních vedení 110 kV vyšších průřezů ($>240 \text{ mm}^2$),
- dále u transformoven s velkým zatížením ($>40 \text{ MVA}$) a vysokou dobou využití maxima ($>5000 \text{ h}$),
- proti hovoří zejména nárůst zkratových výkonů v DS 22 kV – lze eliminovat použitím transformátorů s vyšším u_k (až 17 %),
- dalším faktorem je však poměrně výrazné navýšení hmotnosti a obsahu oleje (což by výměnu za 40 MVA kus zatížilo stavebními úpravami transformátorového stání,
- zároveň by bylo nutné dimenzovat R22kV na 2000 A (dnes je to maximálně 1250 A),
- posledním vážným záporem je shromáždění velkého transformačního výkonu v jednom místě soustavy – znemožnění havarijního napájení z DS 22 kV.

Při řešení navýšení potřebného transformačního výkonu se proto přistupuje k výstavbě zcela nové transformovny, která dosavadní odlehčí. Výhodou je potom vzájemná výpomoc při náhradním napájení přes DS 22 kV. Pokud je však nutné navýšit transformační výkon v krátkém termínu nebo se v okolí nenachází vhodná lokalita, připadá v úvahu instalace třetího transformátoru v původní transformovně [5].

Tabulka 4-1: Vývoj ztrát naprázdno a nakrátko pro transformátory 25 a 40 MVA v čas. obdobích použitých v DS E.ON východ [5]

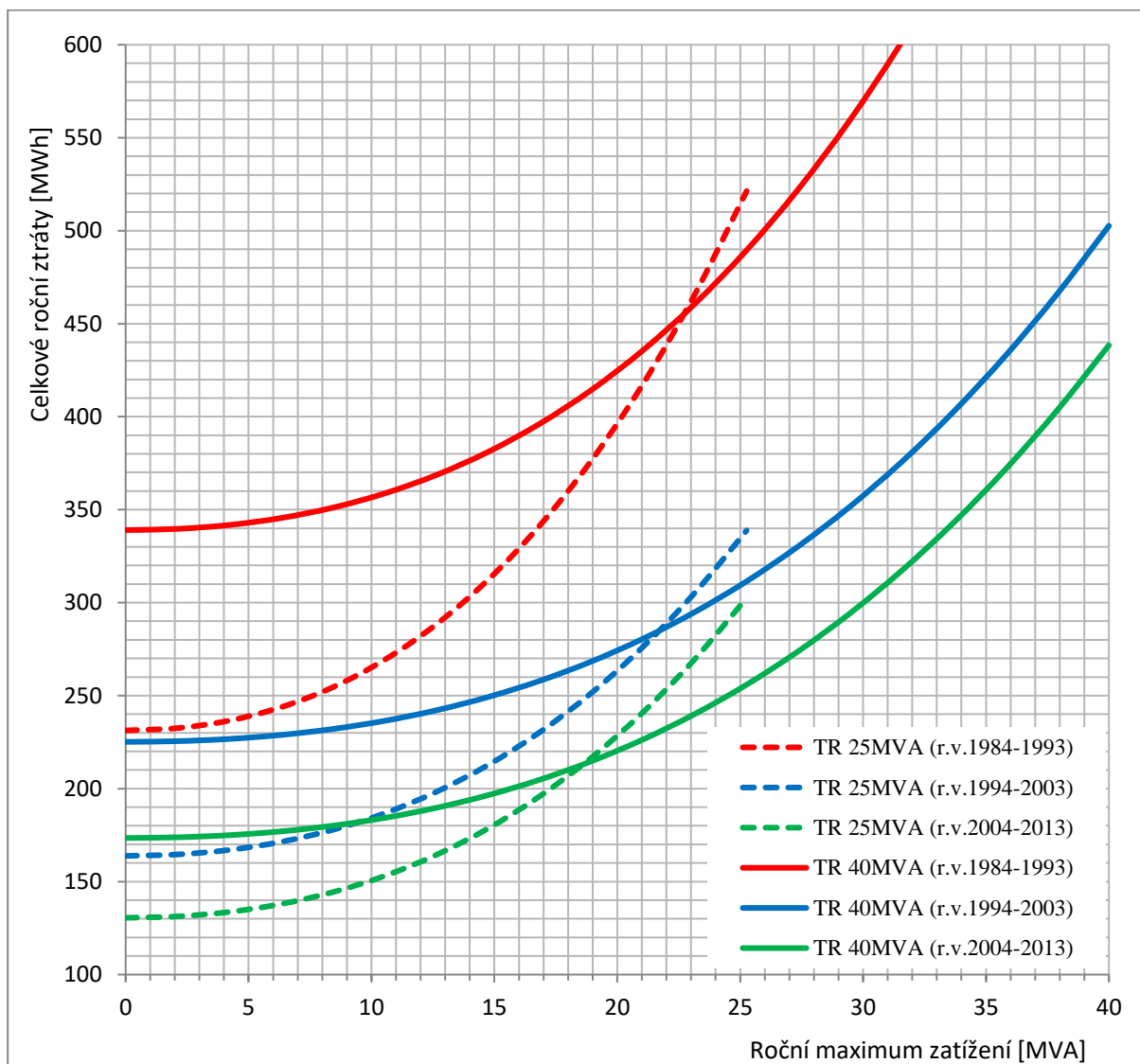
rok výroby		1984 - 1993	1994 - 2003	2004 - 2013	1984 - 993	1992 - 2003	2004 - 2013
S_n	MVA	25	25	25	40	40	40
ΔP_0	kW	26,4	18,7	14,9	38,7	25,7	19,8
ΔP_k	kW	156,8	94,6	93	208,3	119,5	114,1
m	t	58,9	49,8	45,4	76,6	61,1	62,5
$S_{\Delta P_0=\Delta P_k}$	MVA	10,26	11,12	10,01	17,24	18,55	16,66

V tabulce 4-1 je zachycen vývoj štítkových ztrátových parametrů pro aktuálně nasazené transformátory 110/22 kV se jmenovitým výkonem 25 a 40 MVA. Použité jsou hlavně transformátory od výrobců Končar (novější typy) a Škoda s dosahovaným stářím maximálně zhruba 35 let [5].

Vzhledem k tomu, že je v distribuční síti nasazeno poměrně velké množství různých typů transformátorů jsou hodnoty v tabulce zprůměrovány pro všechny nasazené typy za dané období. Patrné je, že jak ztráty naprázdno, tak nakrátko ve sledovaném období klesly téměř na polovinu. Trend snižování ztrát ovšem oslabuje, stejně jako snižování hmotnosti vlivem snižování obsahu oleje – ztráty ani množství použitého oleje ovšem nelze snižovat takto razantně neustále. Poslední veličina uvedená v tabulce je výše zatížení, při němž je vykazována nejvyšší elektrická účinnost. Tato hodnota se s časem příliš nemění (v období 94-03 je pozorován mírný nárůst a v dalším sledovaném období pak mírný pokles).

Hodnoty uvedené v tabulce však nejsou technologickým maximem. Výrobci se předhánají ve snižování ztrát a je možnost využití takzvaného Ultra Low Loss Designu, kdy 40 MVA transformátor vykazuje 7 kW ztrát naprázdno a 75 kW nakrátko. Tento ULLD transformátor je větší, těžší a výrazně dražší. Proto jeho nasazení připadá v úvahu jen v případech vysoké ceny transformované elektřiny a tím i přepokládanou ekonomickou návratnost. To je v dnešní době pouze v sektoru dotovaných obnovitelných zdrojů, především pak velké FVE [5].

Jak bylo popsáno v předchozí kapitole, náklady na transformátor zahrnují jeho pořizovací cenu, náklady na údržbu a náklady na ztráty po dobu předpokládané životnosti. Při nahlížení na ztráty jde o oceňování ztrát (loss capitalisation). Při ocenění ztrát (E.ON uvažuje již méně než 1000 Kč/MWh) není hlavní důraz kladen na dosažení co možná nejlepších štítkových hodnot, ale spíše na pořizovací cenu transformátoru [5].



Obrázek 4-1: Závislost ročních ztrát transformátoru na ročním maximu jeho zatížení (pro různá data výroby) pro dobu využití maxima 4300 hodin [5].

Z obrázku 4-1 je rozpoznatelná hodnota maximálního ročního zatížení, kdy nastává přechod mezi využitelností 25MVA a 40 MVA transformátoru. Tato hodnota se s dobou nasazení transformátoru postupně snižuje (z hodnoty 23 MVA na hodnotu 19 MVA), a tento trend bude i nadále pokračovat se snižováním ztrát naprázdno [5].

Transformátory, které jsou na hranici životnosti jsou nahrazováni novými (obvykle 35 let), ale většinou se nevyplatí nahradit již zprovozněný transformátor novým s nižšími provozními ztrátami pouze za účelem jejich optimalizace – snížení. Tato problematika bude podrobně řešena v kapitole 6. Tzn. neprovádějí se optimalizační rotace transformátorů, tak jako tomu bývá u těch distribučních, kde často předpokládané projektová zatížení nekorespondují s reálným zatížením [5].

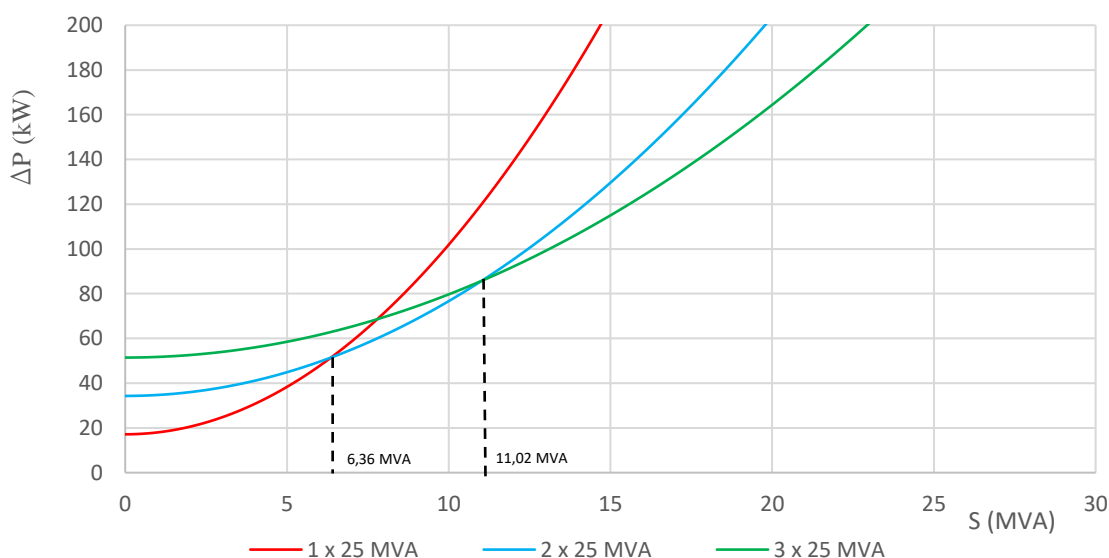
4.1 Paralelní chod

Paralelní chod transformátorů se obecně rozděluje na dvě možnosti. První z nich je krátkodobý provoz, při kterém je jeden transformátor použit jako záloha. Druhou možností je použití dvou a více transformátorů, které pracují současně. Při obou možnostech je nutné, aby měly zbývající transformátory takový výkon, aby při výpadku jednoho z nich byly zbývající schopny převzít celkový transformovaný výkon.

Z ekonomického hlediska může nastat otázka, zda lze odpojením, případně připojením transformátoru ze skupiny snížit náklady na ztráty. Při nízkém zatížení lze odpojením transformátoru ze skupiny snížit náklady na ztráty naprázdno. Při vysokém zatížení lze připojením dalšího transformátoru do skupiny snížit ztráty nakrátko, které narůstají s druhou mocninou zatížení. Pro určování zatížení, kdy se vyplatí odpojení případně připojení transformátorů ze skupiny, slouží výpočet přechodového výkonu.

Následující graf (obrázek 4-2) je zkonstruován na základě rovnice (3.1) - (3.5) pro jeden, dva a tři pracující transformátory Končar TRP 25000-123 s těmito parametry:

$$u_k = 11,64 \%, \quad \Delta P_k = 93 \text{ kW}, \quad \Delta P_0 = 14 \text{ kW}, \quad i_0 = 0,084 \%$$



Obrázek 4-2: Celkové ztráty jednoho a skupiny dvou a tří transformátorů v závislosti na zatížení

Obrázek 4-2 zobrazuje průběh celkových ztrát pro jeden, dva nebo tři paralelně spolupracující transformátory v závislosti na zatížení. Vyznačené průsečíky korespondují s empiricky vypočtenou hodnotou přechodového výkonu podle rovnice (4-1). Vypočtené hodnoty jsou poté interpretovány v obrázku 4-2.

$$S_{př} = S_n \sqrt{n \cdot (n + 1) \frac{(\Delta P_0 + k_\Delta \cdot \Delta Q_0)}{(\Delta P_k + k_\Delta \cdot \Delta Q_k)}} \quad (4.1)$$

Pokud je přenášený výkon vyšší, než výkon přechodový je vhodnější použití vyššího použití transformátorů. V případě nižšího přenášeného výkonu je tomu naopak. Je však důležité zmínit, že při připojování transformátorů prochází vinutím i dvacetinásobek proudu jmenovitého – tzn. vyšší namáhání izolace, které zvyšuje riziko poruchy při častých manipulacích.

Paralelní chod transformátorů se neprovozuje v distribučních sítích E.ON, a to obzvláště z důvodu nárůstu zkratových proudů, díky snížené zkratové impedanci. Tento chod se připouští jen po omezenou dobu a v naprosto výjimečných situacích.

Dalším důvodem je zvýšení kapacitního proudu soustavy, který by z pravidla nešel kompenzovat jednou zhášecí tlumivkou. V případě použití dvou oddělených transformátorů je totiž jednodušší použití dvou zhášecích tlumivek s nižším výkonem [5].

4.2 Varianty použití transformátorů

4.2.1 Transformovna s jediným transformátorem

V tomto případě je obvykle osazena nejnižším používaným výkonem, který je 1x25 MVA. V případě výpadku nebo odstávky je veškeré zatížení přebráno okolní DS 22 kV, přes kterou jsou zajištěny vazby na sousední transformovny. Tyto transformovny musí mít proto dostatečnou rezervu nejen v transformačním výkonu, ale také ve výkonu tlumivek. Pokud se buduje nová transformační stanice v určitém smyslu se předpokládá budoucí dosazení dalšího transformátoru, minimálně prostorovou rezervou [5].

Hraniční výkon takového stání se odvíjí od možnosti náhradního napájení po 22 kV.

4.2.2 Transformovna s dvojicí transformátorů

- 1) **2x25 MVA** – používá se v případě, kdy nestačuje jediný transformátor, ale zároveň není tak vysoké maximální zatížení ani roční využití maxima, aby bylo nutné instalovat 25 + 40 MVA.
- 2) **25 + 40 MVA** – používá se ve třech případech:
 - a) Přejídné stádium před osazením 40 + 40 MVA (obvykle zůstává do dožití 25 MVA),
 - b) Maximum zatížení nedosahuje limitní úrovně, ale využití maxima je tak vysoké (často i vyšší než 5000 h), že z pohledu ztrát je použití 40 MVA odůvodněné, kdy 25MVA slouží jako záskokový,
 - c) 40 MVA se zachovává z důvodu protinámrazového vyhřívání (25 MVA je z pohledu dispečinku pro vyhřívání vedení 110 kV AlFe 240 mm² nedostačující).
- 3) **2x40 MVA** – tuto sestavu transformátorů lze provozovat i přesahem maxima zatížení, nesplňující n-1 kritérium. Při takovém provozu je nezbytné, aby oba transformátory byly v době přesahu zatížení v provozu současně (přičemž je ono přetížení pouze na jednom z nich) a okolní DS 22 kV by měla být schopna bez jakýchkoli negativních důsledků převzít toto přetížení. Tento přesah v zatížení je diskutabilním tématem, přičemž hraničním výkonem je považováno 60 % zatížení celkového transformačního výkonu.
- 4) **Trojice transformátorů** – toto sestavení je netypické a v podstatě nejvyšší možné akceptovatelné z pohledu maxima transformačního výkonu v jednom místě. Pokud se uvažuje o větším výkonu, než je maximum pro běžných 2x40 MVA (tzn. 48 MVA) usiluje se vždy o odlehčení takové oblasti výstavbou nové transformovny. Ne vždy je to však možné, protože je nutné vyjednat a získat trasu pro vedení/odbočky 110 kV a k tomu pozemek a také realizovat složité a investičně náročné zaústění do DS 22 kV. Dalším

a podstatným faktem je, že doplnění třetího transformátoru s trafopolem 110 kV vychází na 25 až 30 milionů Kč, tak nová transformovna stojí 75 až 100 milionů Kč [5].

4.3 Investiční náklady transformátorů 110/22 kV

V roce 2013 byly v rámci distribuční soustavy E.ON pořizovány transformátory okolo 320 tisíc EUR za 25MVA transformátor a zhruba 400 tisíc EUR za 40MVA transformátor. Ceny jsou však díky obchodním tajemstvím pouze orientační a sledují cenu samotného transformátoru.

Pokud však není v ceně dodání transformátoru i dodání na trafostání je nutné započítat i náklady spojené s přepravou samotného transformátoru. Protože se jedná o nadměrný náklad přesahující váhu 60 tun, je nutné použít dopravník s říditelnými nápravami. Taková doprava se díky stavebním úpravám na pozemních komunikacích stává čím dál více komplikovanou, což znamená i dražší. Pokud se započtou všechny parametry dodávky a délka trasy je cena přepravy transformátoru až 400 000 Kč [5].

Dostrojení a zapojení transformátoru na trafostání je také náklad, který může dosahovat až 300 000 Kč.

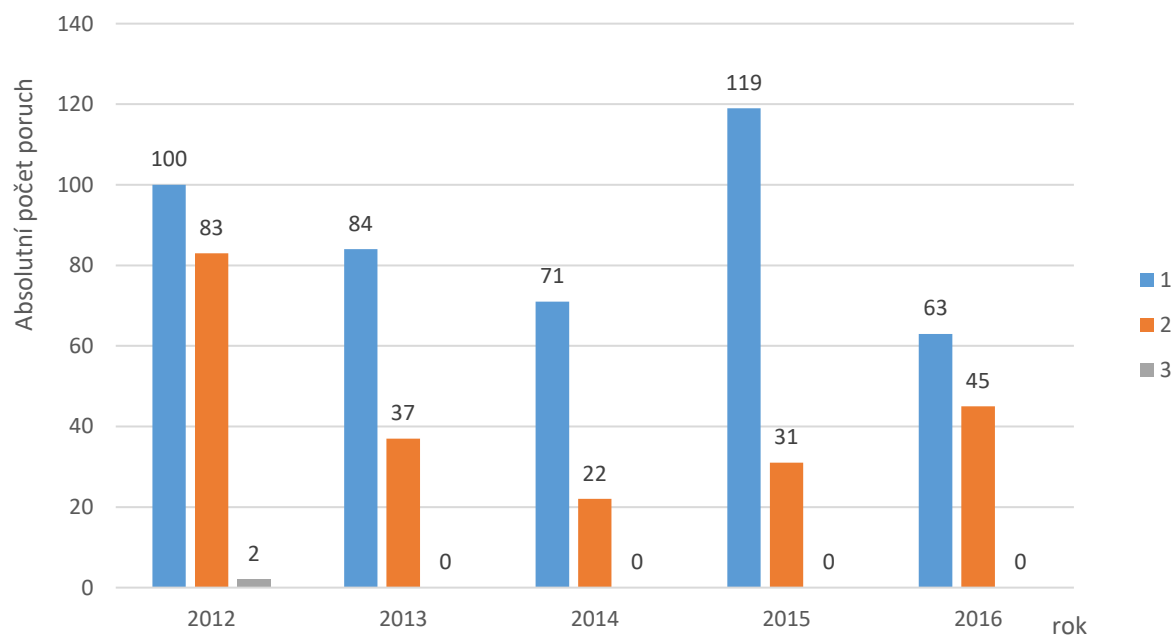
4.4 Spolehlivost transformátorů 110/22 kV

Otázka spolehlivosti, jak plyne z dat na obrázku 4-3, je u zařízení jako je výkonový transformátor jednoznačná, a sice toto zařízení vykazuje velkou spolehlivost. Bohužel data prokazující touto skutečností jsou pouze obecného charakteru a zobrazují souhrn poruch a chyb, která se v průběhu posledních pěti let na těchto transformátorech v DS E.ON vyskytly. Přinejmenším se dá říci, že nedochází k častým poruchám, které by ohrožovaly bezpečný chod transformátoru. Takovým chybám a poruchám se snaží distributor všemi prostředky zabránit. Nejdůležitějšími složkami předcházení poruch je monitoring, diagnostika a omezený životní cyklus. Všechny aspekty, které se týkají diagnostiky, predikce zbytkové životnosti atd. jsou rozebrány v kapitole 6.

V tabulce 4-1 se nachází obecná data pro tento typ transformátorů z pohledu příčin poruch, která jsou vyňata z jednoho z citovaných zdrojů.

Tabulka 4-2: Obecný přehled procentuálního podílu jednotlivých chyb na transformátorech 110/22 kV [6] – nejedná se o data E.ON

Příčina	Zasažený systém	Procentuální podíl
Chyba izolace	Izolační systém	26 %
Chyba výroby	Není specifikováno	24 %
Neznámá	Není specifikováno	16 %
Zkrat	Izolační systém/ Elektrický obvod	7 %
Nesprávná údržba	Není specifikováno	5 %
Přetížení	Izolační systém	5 %
Kontaminace oleje	Izolační systém	4 %
Přetížení	Izolační systém/ Mechanické části konstrukce	4 %
Požár/exploze	Izolační systém/ Chladicí nádoba s příslušenstvím	3 %
Blesk	Izolační systém	3 %
Povodeň	Chladicí nádoba s příslušenstvím	2 %
Vlhkost	Chladicí nádoba s příslušenstvím	1 %



Obrázek 4-3: Počet poruch na transformátorech 110/22 kV v DS E.ON

Vysvětlivky k obrázku 4-3:

- 1 – lehká závada, kterou bylo možné odstranit během prací dle ŘPÚ (řád preventivní údržby),
- 2 – lehká závada (nebránící bezpečnému provozu), která nemohla být odstraněna během prací dle ŘPÚ (např. díky chybějícímu náhradnímu dílu),
- 3 – vážná závada bránící bezpečnému provozu.

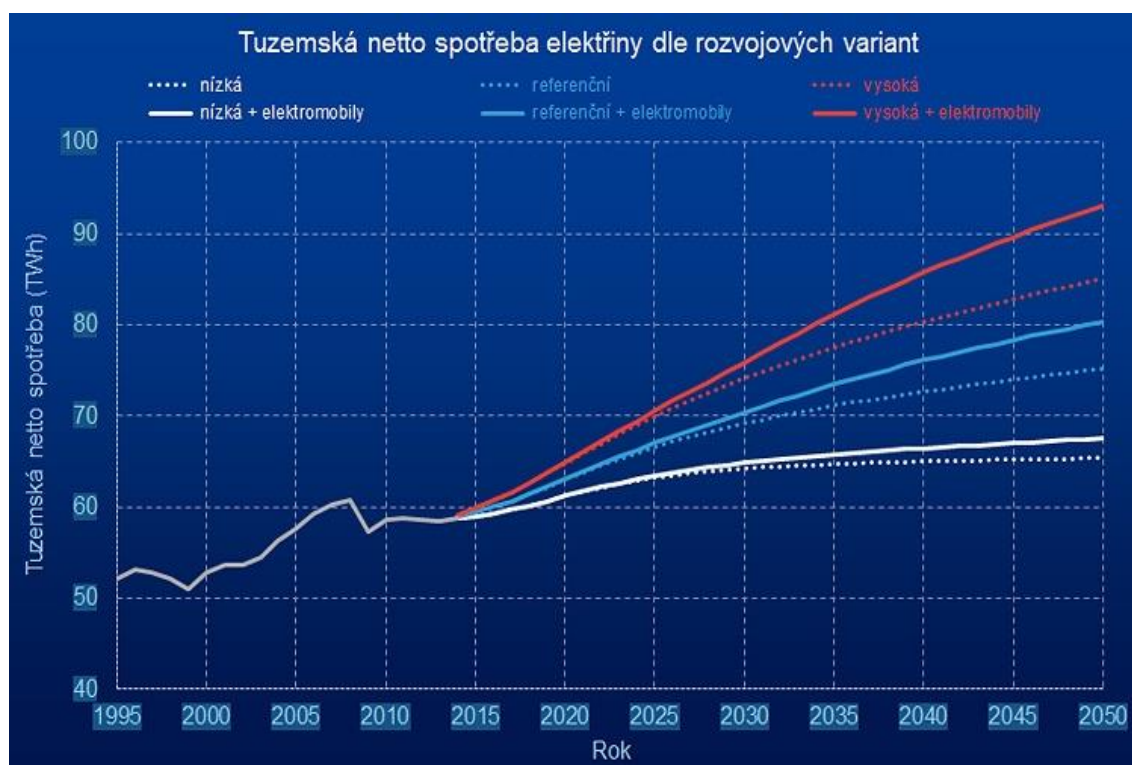
5 VÝVOJ A OPTIMALIZACE TRANSFORMOVANÝCH VÝKONŮ V DS 110/22 kV E.ON VÝCHOD

Trend v zatěžování transformace 110/22 kV je dlouhodobě klesající. Příčinou je kombinace několika aspektů, které se vztahují především na posledních deset let s mírným projevem i v letech předešlých. Tyto aspekty budou popsány v následující kapitole.

5.1 Celkový vývoj a vliv na zatěžování transformace 110/22 kV

V následujících bodech se pokusím popsat vlivy na zatěžování transformace 110/22 kV.

- Výrazný nárůst instalované transformační kapacity. Od začátku devadesátých let dochází k průměrnému navyšování kapacity transformace 110/22 kV v majetku E.ON o 40 MVA ročně. V celkovém pohledu se tato kapacita od roku 1989 o polovinu zvýšila.
- Trend růstu spotřeby – znamená, že za 22 let (1993 – 2015) se netto spotřeba v České republice zvýšila pouze o zhruba 20,3 % (z 47598 GWh na 57237 GWh). V roce 2014 byla spotřeba na úrovni roku 2005, nicméně nyní je trend vzrůstající a predikce počítají se stále vzrůstající spotřebou tak jak je uvedeno na Obrázku 5-1.
- Dalším aspektem je rozdílnost v trendu růstu či poklesu spotřeby. V některých lokalitách obecně spotřeba klesá, v jiných naopak silně roste i v době ekonomických krizí. Představitelem růstu je brněnská aglomerace – mezi léty 2006 a 2014 to bylo přibližně 15 %. Zástupcem poklesu je například Oslavansko a Moravskokrumlovsko, kdy z důvodu útlumu průmyslu byl pokles za stejné období až 20 %. Zvyšování spotřeby logicky vyžaduje navyšování transformačního výkonu, popřípadě výstavby nových transformoven. V případě dlouhodobého poklesu je však řešení problematiky případně časově velmi náročné. Rušit transformovny je prakticky nemožné a provozně neúčelné, a to zejména kvůli provázanosti sítě 22 kV, která je na umístění transformovny přizpůsobená.
- Posledním zmíněným bodem bude velký nárůst výroby elektrické energie v rozptýlených zdrojích, zejména pak OZE. Nárůst byl zapříčiněn vysokou podporou výkupu elektrické energie z těchto zdrojů. Tento jev je zprvu silně a následně postupně oslabován ukončením této podpory až do úplného vymizení přírůstku těchto zdrojů. Celková výroba FVE do sítí VN a NN se pohybuje okolo 600 GWh/rok. Snaha EU však setrvává v názoru na navyšování podílu těchto zdrojů na spotřebě jednotlivých států. Dalším faktorem je i nízká ochota jednotlivých států stavět nové, moderní zdroje za vlastní kapitál s velkým rizikem budoucích nízkých výkupních cen elektrické energie.
- Tendence velkých odběratelů přepojovat svoje odběry z 22 kV na 110 kV (podrobněji je tento jev popsán v kapitole 7). Z důvodu poklesu ceny silové elektřiny a minimálních rozdílů mezi obchodníky s elektrickou energií, mají velcí odběratelé tendenci zaměřovat se na distribuční složku plateb za elektrickou energii. Přepojením odběru ze sítě 22 kV do sítě 110 kV odpadají dva typy poplatků a sice za rezervovanou kapacitu pro odběr a za využití sítí provozovatele DS nad 1 kV.



Obrázek 5-1: Vývoj netto spotřeby el. energie v ČR s rozvojovými variantami z roku 2014 [10]

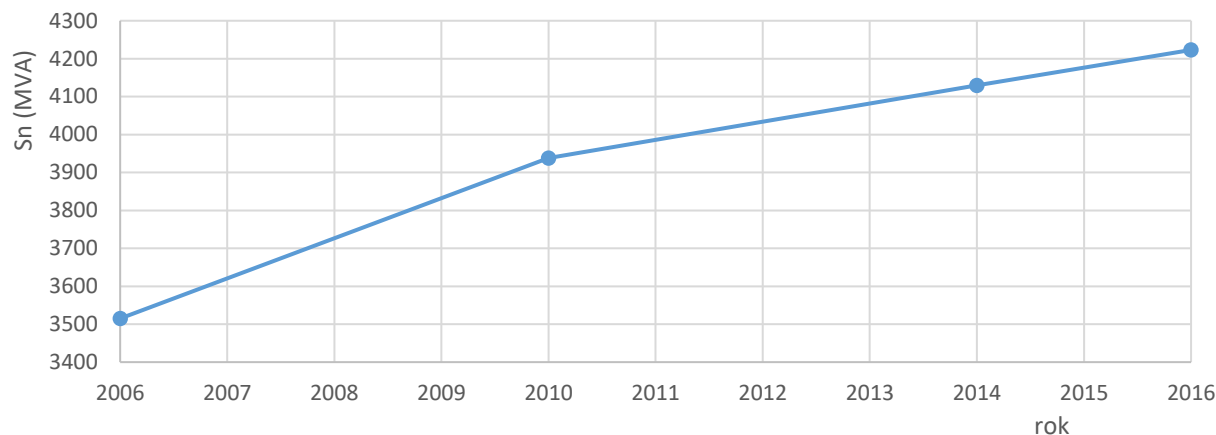
Tabulka 5-1: Vývoj instalovaného výkonu a zatěžování transformace 110/22 kV v DS E.ON východ

rok	S_n TR	Soudobé maximum	Nesoudobé maximum	Transformovaná energie
	(MVA)	(MW)	(MW)	GWh/rok
2006	3515	1508	1786	8334
2010	3938	1478	1792	8123
2014	4130	1400	1717	7295
2016	4223	1437	1757	7723

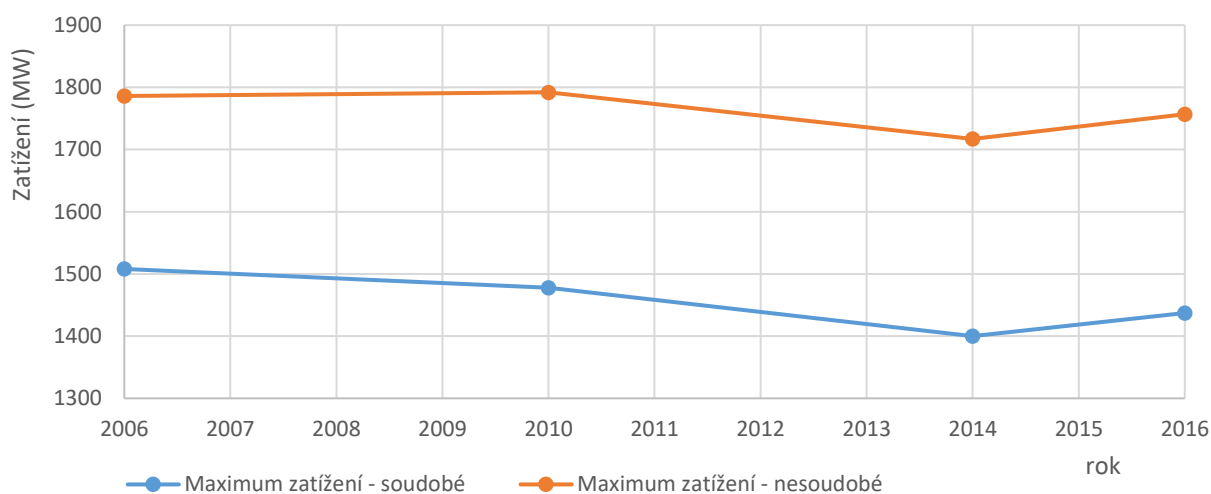
V tabulce 5-1 znamená S_n TR sumu všech instalovaných výkonů transformátorů 110/22 kV v DS E.ON východ (s tím, že jsou uvažována pouze trať v majetku E.ON). Soudobé maximum je maximální zatížení všech sledovaných transformátorů v jednu konkrétní hodinu daného období. Nesoudobé maximum je zatížení, které bylo nalezeno součtem všech maximálních hodnot zatížení ve všech sledovaných transformovných nezávisle na čase. Transformovaná energie je energie, která prošla přes sledované transformátory 110/22 kV, a to jak směrem ze 110 kV do 22 kV, ale díky rozptýleným zdrojům i z 22 kV do 110 kV.

V tabulce 5-1 je zachycen i trend v zatěžování a celkového instalovaného výkonu v oblasti E.ON východ. Na první pohled je patrné, že transformační výkon neustále narůstá, i když transformovaná energie měla poměrně razantně klesající tendenci od roku 2009 s mírným vzestupem v posledních dvou letech. Neznačená to však, že by transformační kapacita 110/22 kV neuváženě rostla a tím klesá její hospodárnost. Každá další investice je zvažována s ohledem na spolehlivost provozu a s tím spojené nepřetržité dodávky. I přes poměrně rozvinutou distribuční

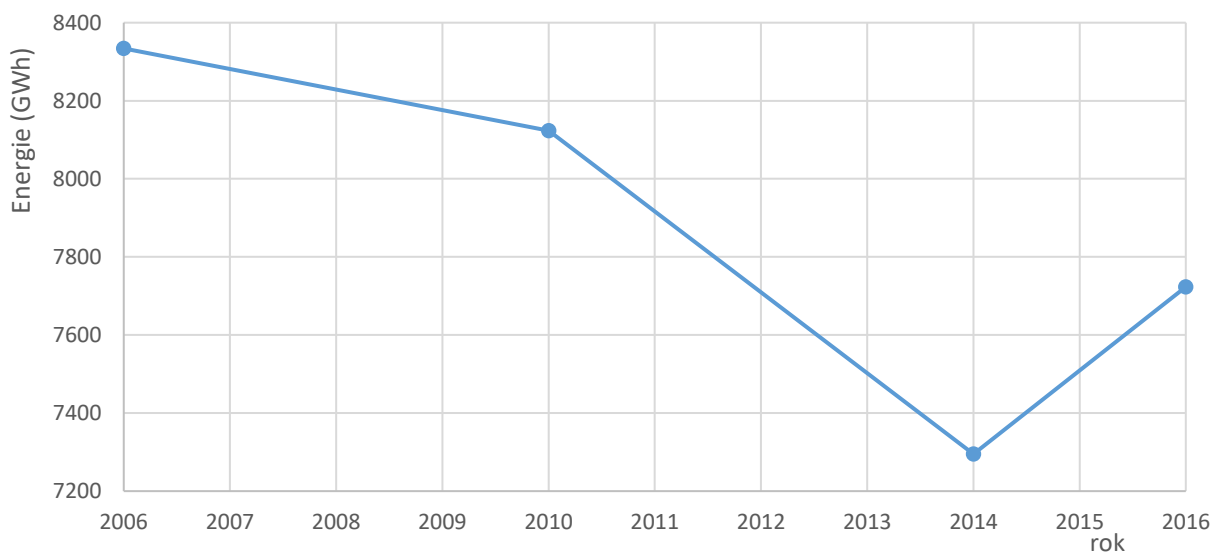
síť jsou stále oblasti, které se potýkají s hraniční hodnotou transformační kapacity, které budou popsány v dalších kapitolách.



Obrázek 5-2: Vývoj instalovaného výkonu všech transformoven 110/22 kV v DS E.ON východ



Obrázek 5-3: Vývoj soudobé a nesoudobého maxima v DS E.ON východ



Obrázek 5-4: Vývoj transformované energie v DS 110/22 kV E.ON východ

5.2 Přetoky ze sítě 22 kV do sítě 110 kV

Přetoky z nižší hladiny napětí do hladiny vyšší jsou fenoménem se vzrůstající tendencí zejména v posledních letech, tak jak bylo zmíněno v předešlé kapitole. Jedná se především o vliv rozptýlených zdrojů. Na obrázku 5-4 je zachycen vývoj transformované energie, do kterého jsou promítnuty právě i přetoky energie z nižší hladiny do vyšší. Důvodem započítání je fakt, že tyto přetoky zatěžují transformaci stejně jako běžný tok energie směrem z hladiny vyšší do hladiny nižší. Z celkového počtu 59 zkoumaných transformoven, ve kterých vlastní E.ON alespoň jeden transformátor docházelo k přetokům energie ve 39 z nich, což je 66 % transformoven. V roce 2010 tomu však bylo pouze u 12 z 57 funkčních transformoven, což odpovídalo 21 %.

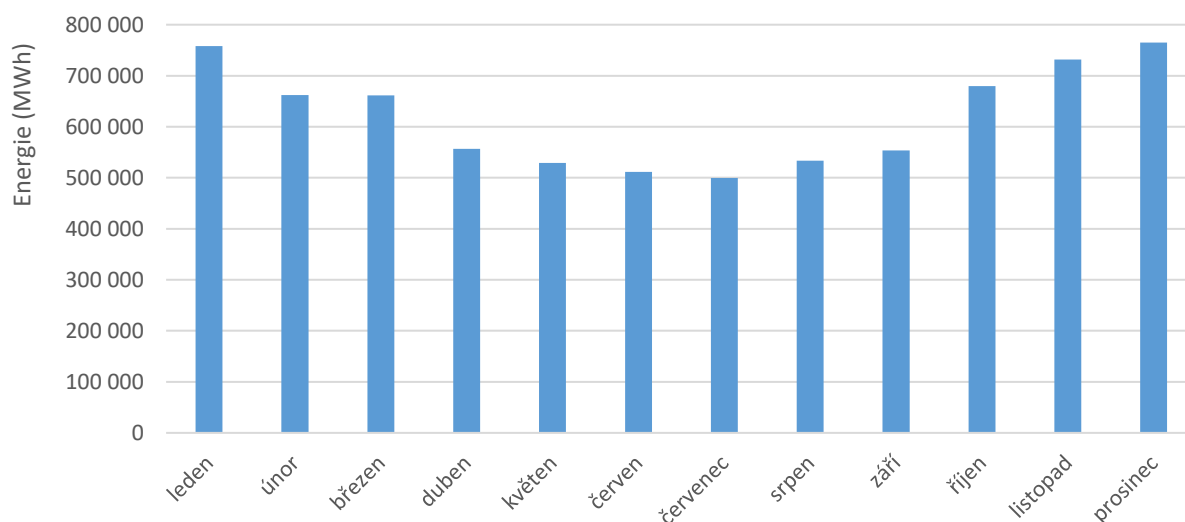
5.3 Rozbor zatížení a ztrát stávajících transformátorů

Při posuzování výměny transformátorů je mimo jiné nutná znalost jejich zatížení v čase a také disponovat daty, která nám umožní predikovat zatížení budoucí. Pro vyčíslení ztrát je nutné znát napětí nakrátko a proud naprázdno, pro použití v rovnicích z kapitoly 3.

V této kapitole bude rozebrán současný stav zatížení. Z celkového počtu 117 nasazených transformátorů v oblasti E.ON východ jsou k podrobnějšímu zkoumání vybrány pouze ty, u kterých je v posledních letech sledována výrazná změna zatížení s případnou kombinací stáří stroje a zahrnutím predikce vývoje zatížení obecně. Skladba strojů je následující:

- 20 MVA - 2 ks,
- 25 MVA - 28 ks,
- 40 MVA - 86 ks,
- 43 MVA - 1 ks.

Pro sledovaný rok 2016 lze konstatovat, že pouze jeden z nasazených transformátorů nebyl v provozu po dobu celého roku. Dalším orientačním údajem je průměrný rok nasazení současně provozovaných strojů, který průměrně po zaokrouhlení vychází na rok 2004, což odpovídá průměrnému stáří 13 let. Pro úplnost je na obrázku 5-5 zobrazeno zatížení transformace v jednotlivých měsících za rok 2016.



Obrázek 5-5: Zatížení transformace 110/22 kV v jednotlivých měsících roku 2016 v DS E.ON východ

Pro úplnost byla vypočtena hodnota doby využití maxima pro celou transformaci 110/22 kV, kterou lze vypočítat následovně:

$$T_m = \frac{W}{P_m} = \frac{7,723 \cdot 10^{12}}{1,437 \cdot 10^9} = 5374 \text{ hodin.}$$

Tento údaj je však pro celou distribuční oblast a pro další postup nebude dále využívána. V dalších krocích bude vypočítána doba využití maxima pro jednotlivé transformační stanice s využitím hodnoty účinníku 0,95. Dalším aspektem, který bude využit, je hodnota meziročního nárůstu spotřeby elektrické energie o 1 %.

5.4 Předčasná výměna transformátorů

Podle předešlých kapitol je v DS E.ON zvykem měnit transformátory 110/22 kV po 35 letech provozu. V této kapitole se však budu zabývat výměnou transformátorů dříve než po uplynutí této doby, a to především z hlediska úspor na ztrátách. Obecně lze považovat za důvody k předčasné výměně stroje následující:

- Vylepšení účinnosti.
- Vylepšení spolehlivosti dodávky.
- Změna zatížení oblasti.
- Dodržení ekologických (např. i hlukových) a protipožárních předpisů.

V tomto případě tedy půjde hlavně o srovnání nákladů na ztráty u transformátorů starších 25 let s transformátory novými. Do výpočtu jsem zařadil transformátory nasazenými v roce 1992 až 1983. Výpočty budou provedeny také u transformátorů nasazených v letech 1994 a 1993, protože budou v blízké budoucnosti do transformátorů starších 25 let spadat. U tohoto ekonomického hodnocení bude brát zřetel na náklady investici do nového zařízení, na ztráty, údržbu. Pro výpočet nákladů na údržbu bude počítáno s 0,5 % z investičních nákladů u transformátorů nových a se 2 % u transformátorů teoreticky nahrazovaných s tím, že nárůst těchto nákladů bude o 1 % ročně. Proti tomuto zkoumání hraje roli neustále se snižující cena nákladů na ztráty, která je nyní na úrovni 940 Kč/MWh, která bude uvažována na svém minimu s postupným růstem také o 1 % ročně [16].

Cílem je vyhodnocení, které transformátory se vyplatí vyměnit za nové ještě před ukončením jejich životnosti. Smyslem je zahrnout do těchto úvah i navržení optimálního výkonu strojů nových s uvažováním poznatků uvedených v kapitole 5.3. s celkovým shrnutím v kapitole 5.6. Jedním z úskalí je problém ve výpočtu využití doby maxima předmětných strojů. Zkoumaný transformátor může plnit roli zálohy nebo být za dané období (rok 2016) méně vytížen v roky jiné. Protože v době vypracování mám k dispozici data zatížení jednotlivých strojů ještě za rok 2015, budu alespoň takto korigovat „správnost“ zatížení stroje v čase a navyšovat jejich zatížení v příštích letech o stanovené 1 %. V případě výrazných rozdílů mezi jednotlivými roky je do výpočtu nezahrnovat (což v konečném důsledku nebude třeba) [17].

Dalším předpokladem je, že doba účetního odpisování stroje je 25 let s čímž je spojeno staří zkoumaných transformátorů (10 a méně roků) a jejich životnost bude 35 let, tak jako tomu je tomu dosud.

Jedním z posledních uvažovaných faktorů vstupujících do výpočtů bude parametr WACC (Weighted Average Cost of Capital) v překladu vážený průměr nákladů kapitálu, který reguluje ERÚ. Tato regulace by měla mít za cíl zastoupit konkurenční prostředí trhu, zároveň nastavit přiměřenou úroveň zisku, udržet kvalitu dodávky při efektivně provedených investicích, to vše s ohledem na zákazníka. Parametrem WACC je dána hodnota míry výnosnosti a rozhodnutím ERÚ je stanovena pro odvětví distribuce a přenosu v elektroenergetice na hodnotu 6,44 % po zdanění sazbou 19 % tzn. 7,95 % před zdaněním. Ve výpočtu jsou zohledněny měrné tržby za výkon, které jsem stanovil na 180 Kč/kWh.rok a měrné tržby za práci na 0,01 Kč/kWh. Tyto údaje jsou však obou variantách hodnocení stejné, protože uvažované zatížení se s výměnou transformátoru nezmění.

Při výpočtu budu vycházet z metody čisté současné hodnoty (NPV – Net Present Value).

$$NPV = \sum_{T=0}^{T_h} \frac{CF_T}{(1+r)^T} \quad (5.1)$$

Kde:

T_h	doba porovnání	(rok),
CF_T	cash flow v jednotlivých letech	(Kč),
r	diskont	(%).

Dalším metodou využitou ve výpočtech bude roční ekvivalentní hodnota (RCF) někdy také nazvaný jako roční ekvivalentní peněžní tok. Tato metoda využívá NPV a anuitní člen.

$$RCF = \frac{r}{(1 - (1+r)^{-T})} \cdot NPV \quad (5.2)$$

Kde:

T	počet období	(-).
-----	--------------	------

$$NPV = \sum_{T=0}^{T_h} \frac{[(-INV + p - N_{zt-n} - N_{pn-n}) - (p - N_{zt-s} - N_{ps-n} - INV)]_T}{(1+WACC)^T} \quad (5.3)$$

Kde

INV	investiční náklady na nový transformátor	(Kč)
$WACC$	vážený průměr nákladů na kapitál (po zdanění)	(-)
p	tržby z realizace projektu	(Kč)
N_{zt-n}	náklady na ztráty – nový transformátor	(Kč)
N_{pn-n}	provozní náklady – nový transformátor	(Kč)
N_{zt-s}	náklady na ztráty – starý transformátor	(Kč)
N_{pn-s}	provozní náklady – starý transformátor	(Kč)

5.4.1 Hodnocení metodou NPV

Výpočet čisté současné hodnoty je proveden v programu MS Excel za pomoci rovnice 5.3, která vytvořena pro případ takové výměny transformátorů. V následujících tabulkách jsou shrnuty vstupní parametry výpočtů.

V hodnocení projektů výměny transformátorů z pohledu ekonomického vlivu není brán zřetel na způsob financování, daňové zatížení, ani odpisování (zohledněno je pouze pětadvacetileté účetní odpisování). Zohledňují se především efekty, které se touto výměnou projeví – především úspora nákladů na ztráty a nákladů na provoz. Efektivita výměny je dána rozdílem nákladu po dobu zbytku životnosti zkoumaného zařízení [17].

Tabulka 5-2: Vstupní parametry výpočtu NPV

Parametry potřebné k výpočtům		
Doba odpisu	25	let
Životnost	35	let
WACC	6,44	%
Náklady na ztráty	940	Kč/MWh
Měrné provozní náklady	0,50	%
Růst zatížení	1,00	%
Růst nákladů na ztráty	1,00	%
Růst provozních nákladů	0,50	%
Pro starý transformátor čtyřnásobné náklady		
Daň	19,00	%
k_{Δ}	0,15	

Tabulka 5-3: Uvažované parametry případně nově nasazeného transformátoru

Parametry nového transformátoru			
S_n	(MVA)	25	40
ΔP_0	(kW)	14	18
ΔP_k	(kW)	93	115
u_k	(%)	11,4	11,2
i_0	(%)	0,12	0,07
Cena	(Kč)	10 000 000	12 000 000

Pozn.: Ceny transformátorů jsou navýšeny oproti předpokladům z kapitoly 4.3 o náklady spojené s instalací a dozbrojením nového transformátoru.

Tabulka 5-4: Souhrn transformátorů, které jsou starší 25 let + transformátory, které do této kategorie budou spadat v příštích dvou letech

TR	Ozn.	S _n	rok	Výrobce	u _k	i ₀	ΔP _k	ΔP ₀	W _c (2016)	T _m (2016)	T (2016)	T _Δ (2016)	P _{max} (2016)	ΔW _T (2016)	Zbývá let provozu
		MVA			%	%	kW	kW	MWh	h	h	h	MW	MWh	
Bedřichov	T102	40	1988	Škoda	10,82	0,44	208	42	104420,30	3270	8595	1649	31,93	1586	6
Komárov	T101	40	1991	Škoda	11,08	0,43	210	37	157496,54	5125	8245	3573	30,73	2562	9
Medlánky	T101	40	1983	Škoda	11,05	0,44	214	39	165402,86	4743	8698	3018	34,87	2798	1
Medlánky	T102	40	1987	Škoda	11,19	0,43	214	38	77579,56	2223	8644	902	34,90	1225	5
Hodonice	T102	25	1992	Škoda	10,61	0,16	151	26	65681,23	5560	8700	3954	11,81	815	10
Hodonín EHO	T13	40	1985	Škoda	10,77	0,34	140	27	46326,01	2546	6888	1262	18,20	554	3
Klobouky	T103	25	1991	Škoda	10,27	0,17	148	27	71230,01	3911	8612	2203	18,21	978	9
Kosov	T102	40	1988	Škoda	11,01	0,39	210	39	81436,97	2421	8709	1023	33,64	1241	6
Kunovice	T101	40	1985	Škoda	10,90	0,39	208	38	1046,18	56	140	30	18,52	15	3
Mladcová	T102	40	1991	Škoda	11,00	0,39	210	37	127765,78	4965	8681	3265	25,73	1827	9
Pánov	T101	43	1990	Škoda	11,67	0,39	239	39	30676,88	1199	2850	643	25,59	433	8
Ptáčov	T102	40	1985	Škoda	10,77	0,39	209	40	33588,60	1818	5262	866	18,48	508	3
Slavkov	T101	25	1992	Škoda	11,88	0,14	181	26	42599,89	2061	4015	1258	20,67	723	10
Slušovice	T101	40	1988	Škoda	11,10	0,32	213	37	144257,56	4992	8618	3312	28,90	2168	6
Uherský Brod	T101	40	1983	Škoda	11,03	0,32	212	39	148736,01	3982	8359	2314	37,36	2440	1
Veselí n/Mor.	T104	40	1989	Škoda	11,13	0,31	212	37	56004,79	2645	8671	1174	21,18	803	7
Transformátory mladší než 25 let															
Čebín	T102	40	1993	Škoda	11,26	0,31	179	37	154316,70	4315	8644	2587	35,76	2438	11
Náměšť n/Osl.	T101	25	1994	PAUWELS	10,06	0,14	129	20	25093,43	3679	8610	1994	6,82	301	12
Oslavany	T103	40	1994	Škoda	10,89	0,29	129	34	31984,96	1389	7947	472	23,03	544	12
Rychlov	T102	25	1994	Škoda	10,48	0,15	85	21	12569,31	970	1572	673	12,96	138	12
Vranov n. Dyjí	T102	20	1994	Škoda	10,40	0,32	86	20	1303,06	150	1539	42	8,71	49	12
Vranov n. Dyjí	T101	20	1994	Škoda	10,40	0,32	86	20	22806,65	4048	7313	2603	5,63	308	12

Pozn.: Podbarvená jsou zařízení, které jsou zkoumány v rámci práce z důvodu vysokého zatížení (ztrát) a dlouhé zbývající životnosti. Nepodbarvené zařízení jsou velmi málo zatíženy nebo mají nízkou zbývající životnost.

Vypočtené hodnoty NPV a tím pádem i RCF (tabulka 5-5) u všech označených transformátorů vychází se záporným znaménkem, až na transformátor T101 V Brně Komárově. Je tak patrné, že z ekonomického pohledu se nevyplatí transformátory předčasně vyměnit právě s jednou výjimkou. S nízkou zápornou hodnotou (tedy „výhodněji“) z tohoto hodnocení vychází hned další dva transformátory z první trojice díky nízké záporné hodnotě faktoru RCF. Obdobné tvrzení platí pro T102 Mladcová, T101 ve Slušovicích, dále T102 Kosov a T102 v rozvodně Čebín.

Tabulka 5-5: Výsledky hodnocení předčasné výměny transformátorů

Označení transformátoru	Anuita	NPV	RCF
		(Kč)	(Kč)
Bedřichov - T102	0,207	-44 487	-9 230
Brno - Komárov - T101	0,151	309 260	46 743
Brno - Medlánky - T102	0,242	-185 729	-44 862
Hodonice - T102	0,140	-2 283 852	-319 779
Klobouky - T103	0,151	-2 171 998	-320 028
Kosov - T102	0,207	-396 566	-82 276
Mladcová - T102	0,151	-368 881	-55 754
Slavkov u Brna - T101	0,140	-2 171 998	-304 118
Slušovice - T101	0,207	-68 000	-14 108
Veselí nad Moravou - T104	0,183	-1107 796	-202 982
Čebín - T102	0,131	-539 703	-70 688
Oslavany - T103	0,123	-2 646 537	-326 840

Jako ukázkou jsem vybral tabulku 5-6 s výpočty pro transformátor Veselí nad Moravou – T104. Zbytek výpočtů obsahuje soubor formátu MS Excel přiložený k této práci.

Tabulka 5-6: Přehled vypočtených hodnot pro vybraný transformátor – NPV

Veselí nad Moravou - T104										
7 let do konce životnosti	roky		0	1	2	3	4	5	6	7
	zatížení	(MW)	21,176	21,388	21,602	21,818	22,036	22,257	22,479	22,704
	energie	(MWh)	56 005	56 565	57 130	57 702	58 279	58 862	59 450	60 045
tržby za výkon		(Kč)	3 811 734	3 849 851	3 888 350	3 927 233	3 966 506	4 006 171	4 046 232	4 086 695
tržby za práci		(Kč)	560 048	565 648	571 305	577 018	582 788	588 616	594 502	600 447
Starý transformátor										
Ztráty energie		(MWh)	802,9	809,4	816,0	822,7	829,5	836,5	843,6	850,9
Náklady na ztráty		(Kč)	754 764	768 434	782 426	796 749	811 413	826 426	841 798	857 539
Provozní náklady		(Kč)	240 000	242 400	244 824	247 272	249 745	252 242	254 765	257 312
Celkové příjmy		(Kč)	4 371 782	4 415 500	4 459 655	4 504 251	4 549 294	4 594 787	4 640 735	4 687 142
Nákup transformátoru		(Kč)								-12000000
Celkové výdaje		(Kč)	994 764	1 010 834	1 027 250	1 044 022	1 061 158	1 078 668	1 096 563	1 114 852
Cash Flow		(Kč)	3 377 018	3 404 666	3 432 405	3 460 230	3 488 136	3 516 118	3 544 172	-8 427 710
Nový transformátor - cena 12 000 000 Kč										
Ztráty energie		(MWh)	479,5	485,3	491,1	497,1	503,3	509,5	515,9	522,4
Náklady na ztráty		(Kč)	450 719	460 702	470 952	481 475	492 280	503 374	514 765	526 464
Provozní náklady		(Kč)	60 000	60 600	61 206	61 818	62 436	63 061	63 691	64 328
Celkové příjmy		(Kč)	4 371 782	4 415 500	4 459 655	4 504 251	4 549 294	4 594 787	4 640 735	4 687 142
Nákup transformátoru		(Kč)	-12 000 000							
Celkové výdaje		(Kč)	510 719	521 302	532 158	543 293	554 716	566 434	578 457	590 792
Cash Flow		(Kč)	3 861 063	3 894 197	3 927 497	3 960 958	3 994 578	4 028 353	4 062 278	4 096 350
Rozdíly										
Rozdíl ztrát energie		(MWh)	323,5	324,1	324,8	325,5	326,3	327,0	327,7	328,5
Cash Flow		-12 000 000	484 045	489 531	495 092	500 729	506 442	512 234	518 106	12 524 060
Kumulované Cash Flow		-12 000 000	-11 515 955	-11 026 423	-10 531 331	-10 030 603	-9 524 161	-9 011 926	-8 493 820	4 030 240
Discounted Cash Flow		-12 000 000	484 045	459 050	435 357	412 897	391 606	371 422	352 288	7 985 538
Kumulované discounted cash flow		-12 000 000	-11 515 955	-11 056 904	-10 621 547	-10 208 650	-9 817 044	-9 445 622	-9 093 334	-1 107 796
NPV		(Kč)	-1 107 796							
Ušetřená energie		(MWh)	2 607,4							

5.5 NPV z pohledu regulované společnosti

E.ON Distribuce podniká ve velmi regulovaném prostředí, proto může být přístup k hodnocení investic složitější. Tento přístup zahrnuje předpoklad, že investice do zařízení jako je transformátor, jsou pro chod soustavy nutné.

Míra výnosnosti je v takovém výpočtu dána hodnotou WACC. Dalším pojmem, který je v této problematice zaveden je regulační báze aktiv. Ta představuje regulatorně uznanou hodnotu aktiv regulovaného subjektu sloužící k zajištění výkonu licencované činnosti [18]. Pokud aplikujeme míru výnosnosti na tuto regulační bázi aktiv stanovíme přiměřený zisk, který zajišťuje návratnost investice provedené do zařízení tzn. zjednodušeně řečeno zařízení „na sebe vydělává“ a po zaplacení generuje zisk daný právě WACC, který je součástí výpočtu čisté současné hodnoty NPV.

Z výše uvedeného plyne, že při výměně 25 let starého transformátoru, který je daňově i účetně odepsaný, získá distributor výnos z investic, dále nižší provozní náklady a tím pádem nižší náklady na ztráty a v neposlední řadě zvětšení daňového základu o daňově uznatelný odpis.

Se všemi zmíněnými předpoklady se vzorec pro výpočet čisté současné hodnoty rozroste na následující:

$$NPV = \sum_{T=0}^{T_h} \frac{[-INV + WACC \cdot ZC - (N_{zt-n} + N_{pn-n}) + d \cdot (N_{zt-n} + N_{pn-n} + N_d)]_T}{(1 + WACC)^T} - \frac{[(N_{zt-s} + N_{pn-s}) + d \cdot (N_{zt-s} + N_{pn-s}) - INV]_T}{(1 + WACC)^T}. \quad (5.3)$$

Kde:

INV	investiční náklady na nový transformátor	(Kč),
$WACC$	vážený průměr nákladů na kapitál (po zdanění)	(-),
ZC	zůstatková cena	(Kč),
N_{zt-n}	náklady na ztráty – nový transformátor	(Kč),
N_{pn-n}	provozní náklady – nový transformátor	(Kč),
N_{zt-s}	náklady na ztráty – starý transformátor	(Kč),
N_{pn-s}	provozní náklady – starý transformátor	(Kč),
N_d	daňové odpisy	(Kč),
d	daňová sazba	(%).

Tabulka 5-7: Výsledky hodnocení předčasné výměny z pohledu distributora

Označení transformátoru	Anuita	NPV	RCF
		(Kč)	(Kč)
Bedřichov T102	0,207	3 182 337	643 903
Brno - Komárov T102	0,151	4 550 577	634 220
Brno - Medlánky T102	0,242	2 630 091	627 963
Hodonice T102	0,140	2 214 834	293 493
Klobouky T103	0,151	-574 808	355 188
Kosov T102	0,207	2 943 857	601 400
Mladcová T102	0,151	4 070 248	564 095
Slavkov T101	0,140	2 291 808	302 675
Slušovice T101	0,207	3 163 001	602 567
Veselí nad Moravou T101	0,183	2 861 619	507 854
Čebín T102	0,140	4 273 538	585 337
Oslavany T103	0,140	2 971 109	416 352

Tabulka 5-7 je obdobou tabulky 5-5, zobrazuje však rozdílné výsledky. Je patrné, že na rozdíl od předchozí metody hodnocení se předčasná výměna vyplatí. Rozdíl je daný faktory popsanými výše, tedy tím, že pokud je investice účelová (nutná pro chod soustavy), získá distributor výnos z investice.

Výsledky naznačují výhodnost předčasné výměny všech zařízení, NPV ukazatel je totiž kladný. Je samozřejmě nasnadě vyměnit nejprve transformátory, které dosluhují svou technickou životnost a následně vyhodnotit faktor RCF – čím vyšší hodnota, tím výhodnější.

V excelovém souboru jsem provedl analýzu faktorů, které mají vliv na hodnotu NPV pro transformátory 25 MVA a 40 MVA. Použil jsem stejné parametry pro nový transformátor a průměrované parametry pro fiktivní transformátor starý. Z těchto analýz vyplývá, že největší vliv na hodnotu NPV má hodnota WACC. Se zvyšující se hodnotou WACC klesá hodnota NPV, a to z důvodu použití WACC i jako hodnoty diskontu [17].

Dalším vlivem je hodnota ceny na krytí ztrát a pořizovací cena transformátoru. NPV s lineárním růstem obou těchto hodnot lineárně roste také.

V tabulce 5-8 na následující straně je obdobně jako v předchozím případě ilustrován výpočet hodnot pro tabulku 5-7, konkrétně transformátor Veselí nad Moravou T104.

Tabulka 5-8: Přehled vypočtených hodnot pro vybraný transformátor - NPV

Veselí nad Moravou T104	roky			1	2	3	4	5	6	7
	zatížení	(MW)		21,176	21,388	21,602	21,818	22,036	22,257	22,479
Starý transformátor										
Ztráty energie	(MWh)			802,9	809,4	816,0	822,7	829,5	836,5	843,6
Náklady na ztráty	(Kč)			762 311	776 118	790 250	804 717	819 527	834 690	850 216
Provozní náklady	(Kč)			242 400	244 824	247 272	249 745	252 242	254 765	257 312
Odpisy	(Kč)			0	0	0	0	0	0	0
Zůstatková cena	(Kč)			0	0	0	0	0	0	0
Zůstatková cena * WACC	(Kč)			0	0	0	0	0	0	0
Náklady celkem	(Kč)			1 004 711	1 020 942	1 037 523	1 054 462	1 071 769	1 089 455	1 107 529
Daň	(Kč)			190 895	193 979	197 129	200 348	203 636	206 996	210 430
Nákup nového zařízení	(Kč)									-12 000 000
Cash Flow	(Kč)			-813 816	-826 963	-840 393	-854 114	-868 133	-882 459	-12 897 098
Nový transformátor										
Ztráty energie	(MWh)			479,5	485,3	491,1	497,1	503,3	509,5	515,9
Náklady na ztráty	(Kč)			455 226	465 309	475 661	486 290	497 202	508 407	519 913
Provozní náklady	(Kč)			60 600	61 206	61 818	62 436	63 061	63 691	64 328
Daňové odpisy	(Kč)			1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000	1 200 000
Účetní odpisy	(Kč)			480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000	480 000
Zůstatková cena	(Kč)	12 000 000		11 520 000	11 040 000	10 560 000	10 080 000	9 600 000	9 120 000	8 640 000
Zůstatková cena * WACC	(Kč)			741 888	710 976	680 064	649 152	618 240	587 328	556 416
Celkové náklady	(Kč)			1 715 826	1 726 515	1 737 480	1 748 726	1 760 263	1 772 098	1 784 241
Daň	(Kč)			326 007	328 038	330 121	332 258	334 450	336 699	339 006
Nákup transformátorů	(Kč)	-12 000 000								
Cash Flow	(Kč)	-12 000 000		552 069	512 499	472 706	432 684	392 427	351 928	311 181
Rozdíly				;						
Cash Flow	(Kč)	-12 000 000		1 365 885	1 339 462	1 313 099	1 286 798	1 260 560	1 234 387	13 208 279
Kumulované Cash Flow	(Kč)	-12 000 000		-10 634 115	-9 294 653	-7 981 554	-6 694 756	-5 434 196	-4 199 809	9 008 470
Discounted Cash Flow	(Kč)	-12 000 000		1 283 244	1 182 281	1 088 887	1 002 515	922 655	848 833	8 533 205
Kumulované discounted cash flow	(Kč)	-12 000 000		-10 716 756	-9 534 475	-8 445 588	-7 443 073	-6 520 418	-5 671 585	2 861 619
NPV	(Kč)		2 861 619							

5.6 Výměna a stanovení optimální velikosti zařízení ve vztahu k dané oblasti a jejímu vývoji v zatížení a dalším vlivům

Obecně lze říci, že vývoj transformované energie v jednotlivých transformovnách ve sledovaných letech 2010, 2014 a 2016 kopíroval vývoj spotřeby elektrické energie v ČR rozebraný v kapitole 5.1. To znamená, že většinou nastal jev, kdy z hladiny v roce 2010 došlo k poklesu k roku 2014 a následnému růstu v roce 2016. Nemůžeme však toto tvrzení generalizovat, proto budou v následujícím textu rozebrány některé transformovny, u kterých je vývoj zatížení něčím „zajímavý“, případně i ve spojení s předchozím ekonomickým hodnocením. V první části budou probrány transformovny, které mají klesající trend zatížení s tím, že lze uvažovat v další fázi výměny osazených transformátorů se snížením transformačního výkonu. Se snižováním energie dochází také ke snižování ročního maxima zatížení tak jak je to znázorněno v tabulce 5-9. Zároveň je zde nějaké specifikum, které je blíže popsáno. Ve druhé části krátce zmíním transformovny, u kterých je možné uvažovat o osazení dnes nepoužívaným jmenovitým výkonem 16 MVA. Ve třetí části to budou transformovny s potenciálně se zvyšujícím trendem transformované energie. Pod každou oblastí bude následovat přehledová tabulka nebo graf s vývojem zmíněných transformoven.

První rozebíranou trafostanicí bude TR Ptáčov, kde má E.ON jediný transformátor o jmenovitém výkonu 40 MVA. Tato transformovna je jedna z těch, kde se výše popsany obecný trend neprojevuje. Dalším faktorem je relativní blízkost výměny zařízení z roku 1985. Z přetransformované energie cca. 75 GWh v roce 2010 dochází k vytrvalému poklesu na hodnotu 33,5 GWh. Z tohoto pohledu se tedy jeví jako optimální příští nový kus pořídit jmenovitý výkon 25 MVA. Proti tomuto zjevně logickému kroku hrají dva faktory. Díky velkým kapacitním proudům způsobeným velkým poměrem kabelizace je paradoxně aktuální myšlenka na instalaci dalšího transformátoru. Druhým aspektem je předpoklad dispečinku 110 kV ve využití zařízení pro protinámrazové vyhřívání. Pro tyto účely je obecně upřednostňován stroj se jmenovitým výkonem 40 MVA.

Další TR je Bystřice nad Pernštejnem, která je momentálně osazena dvěma transformátory 40 MVA z roku 2002. Vývoj transformované energie kopíruje trend zmíněný v prvním odstavci s tím, že podle dat z roku 2006 byla hodnota transformované energie na úrovni 109 GWh, přičemž v roce 2014 to bylo 74 GWh a v roce 2016 potom 78 GWh. Jeden transformátor 40 MVA je využívám pro protinámrazové vyhřívání, a proto je předpoklad k jeho systémového ponechání. Nic tedy nebrání tomu, při současném vývoji, výhledové výměně jednoho z transformátorů za 25MVA kus.

Třetí TR pro posouzení je Velká Bíteš, která je v sestavě 2 x 40 MVA nejméně zatíženou trafostanicí, i když v poslední době můžeme pozorovat mírný růst ze 65 GWh v roce 2010 na 69 GWh za rok 2016. Nynější zatížení by bylo zvládnutelné i s pouze jediným transformátorem 25 MVA. TR je však používána pro protinámrazové vyhřívání a je nutné jedno 40MVA trafo zachovat. Proti hraje i fakt, že jsou z let 2009 a 2010 a dále to, že mají speciální 6,3kV vinutí pro společnost Čepro, která je díky němu napájena.

TR Oslavany je nyní v sestavě 25 + 2 x 40 MVA. Současně je transformátor s označením T103 z roku 1994, tedy blízko potenciální výměně. V roce 2006 bylo přetransformováno 247 GWh elektrické energie a s vytrvalým poklesem na současně tři roky ustálených 150 GWh ročně přičemž se očekává další pokles. Na druhou stranu jsou trafo zatěžována i přetoky, které za rok 2016 dosahovaly 2,29 GWh a dá se předpokládat vzrůstající trend i vzhledem k rozšiřování rozptýlených zdrojů v oblasti. Sledováním trendů se nabízí výměna T103 za 25 MVA kus. Opět však narážíme

na problém s protinámrazovým vyhříváním, pro které je právě tento transformátor využíván a z provozních důvodů nelze použít jiný, a tak je ho ze zkušeností třeba ponechat na 40 MVA jmenovitého výkonu. Druhý transformátor, který by bylo možné uvažovat k výměně je 40MVA T102, ale vzhledem k jeho nasazení v roce 2000 má před sebou ještě minimálně 20 let života.

Poslední z probíraných TR s potenciálně snižujícím se trendem transformované energie je TR Mikulov v současné sestavě 25 + 40 MVA. Z transformovaných 98 GWh za rok 2010 i přes propad na 87 GWh za rok 2014, se tento ukazatel vrátil na 98 GWh za rok 2016. Transformátor 40 MVA je však z roku 2000 a proto jeho výměna za kus s nižším výkonem zatím nepřichází v úvahu. Do budoucna je však možné zvážit tuto možnost, samozřejmě s ohledem na budoucí vývoj zatížení.

Tabulka 5-9: Hodnoty naměřené pro dané trafostanice v jednotlivých letech – snižující se výkon

rok	Zatížení		TR Ptáčov	TR Bystřice n/P	TR Velká Bíteš	TR Mikulov	TR Oslavany
2010	MIN zatížení	(MW)	0,00	-3,09	0,00	5,26	6,16
2014			-2,43	-2,73	1,62	2,13	-7,81
2016			-1,40	-4,04	1,72	2,43	-8,84
2010	MAX zatížení	(MW)	15,39	21,55	14,69	21,35	45,17
2014			12,03	21,65	18,18	18,23	33,56
2016			18,48	20,12	19,56	19,91	41,45
2010	Dodávka	(MWh)	75 023	87 603	64 615	97 961	208 527
2014			43 476	73 693	63 823	87 832	149 093
2016			33 582	78 309	69 220	97 701	150 069
2010	Přetok	(MWh)	0	42	0	0	0
2014			42	42	0	0	156
2016			6	84	0	0	2292

V druhé části budou rozebrány transformovny, ve kterých dochází ke snižování transformované energie, a s tím také nejvyšší dosažené roční zatížení. Zároveň je transformovaná energie nízká natolik, že lze uvažovat o snížení jmenovitých výkonů z 25 na 16 MVA. Jak je patrné z tabulky 5-10 i v těchto transformovnách je sledován trend poklesu transformované energie i maximálního zatížení mezi léty 2010 a 2014 a poté následný nárůst v roce 2016.

Jednoznačně nejnižší zatížení má TR Náměšť nad Oslavou, které dosahuje pouze 23 GWh/rok, kde se nachází jeden transformátor o jmenovitém výkonu 25 MVA z roku 1994. Je tedy možné uvažovat o výměně za 16MVA kus. Předpokládaný termín výměny je ovšem v horizontu kolem 12 let, tudíž poměrně neaktuální.

Zbývající tři TR mají shodnou sestavu 25 + 25 MVA. Konice však mají velmi zánovní stroje z roku 2006. TR Velké Opatovice je osazena jedním z roku 2012, tudíž nový stroj a druhý z roku 1999 u kterého je výhledová možnost nasazení jednoho transformátoru o výkonu 16 MVA.

Tabulka 5-10: Hodnoty naměřené pro dané trafostanice v daných letech – potenciál pro 16 MVA

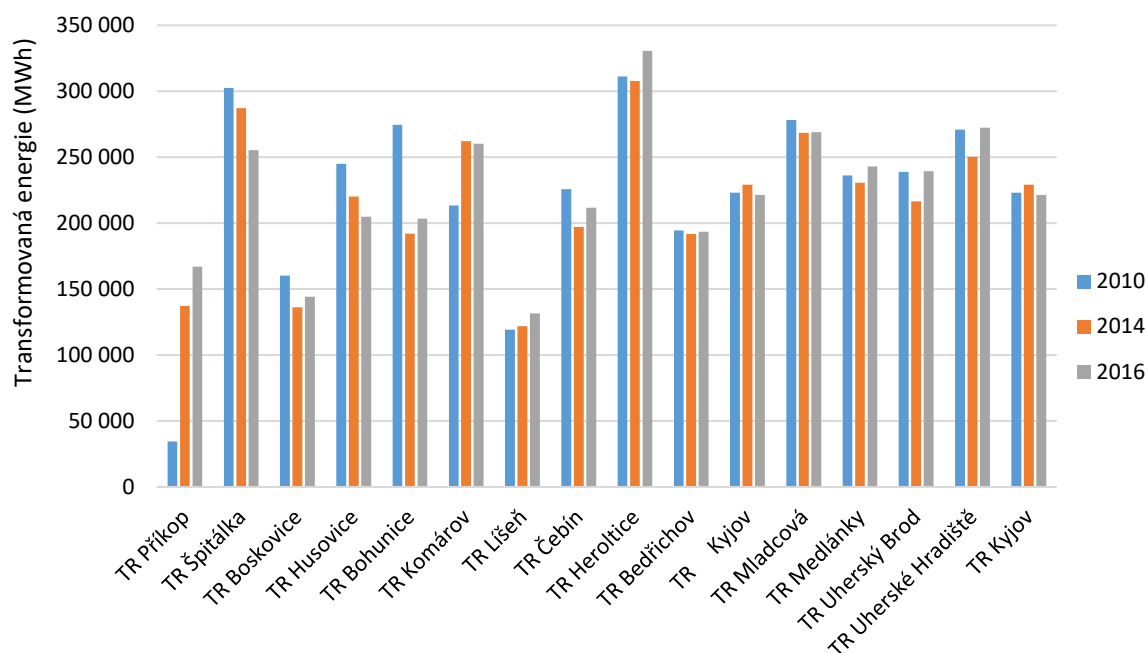
rok	Zatížení		TR Náměšť n/Osl.	TR Konice	TR Velké Opatovice
2010	MIN zatížení	(MW)	-0,86	-2,17	2,61
2014			-5,94	-10,19	-3,57
2016			-5,05	-11,47	-4,11
2010	MAX zatížení	(MW)	12,36	14,05	14,57
2014			6,51	13,63	11,65
2016			6,82	13,94	10,24
2010	Dodávka	(MWh)	24 642	55 566	60 088
2014			18 115	37 434	35 563
2016			23 174	42 610	38 015
2010	Přetok	(MWh)	11	23	0
2014			2 070	2 172	378
2016			1920	1990	1006

Pro vyhodnocení poslední skupiny, která obsahuje nejvíce zařízení, jsem zvolil grafickou metodu. Transformátory, u kterých dochází k růstu zatížení, popřípadě se tento růst z různých důvodů předpokládá, jsou všechny osazeny sestavou 2 x 40 MVA. Výjimkou ve sledovaných je TR Mladcová, kde je sestava 3 x 40 MVA a TR Špitálka – Brno, kde jsou 4 stroje o jmenovitém výkonu 40 MVA ovšem se specifickými podmínkami hlavně díky teplárně. Je zde nejvyšší maximální soudobé zatížení a druhá nejvyšší hodnota transformované energie tak jak můžeme vidět na obrázcích 5-6 a 5-7.

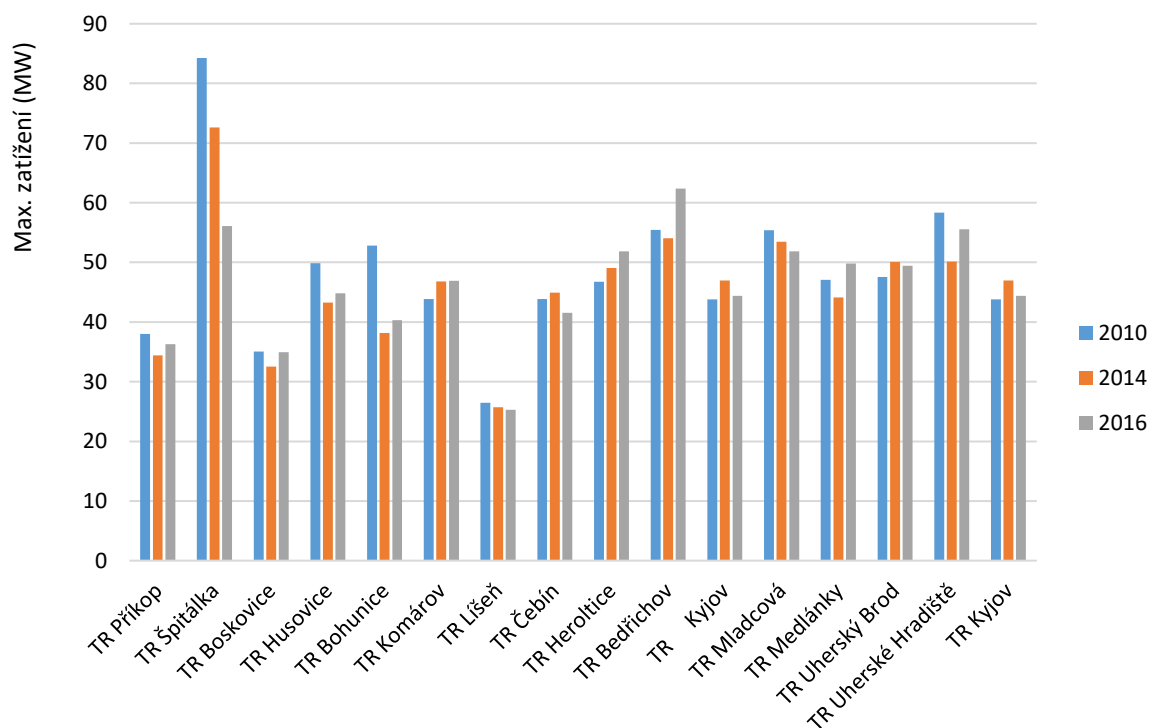
Brněnské trafostanice jsou s rozvojem města i přes pokles intenzity průmyslu obecně v letech předešlých (2008 – 2014) čím dál více zatěžovány. S tím však dochází k rozvoji distribuční sítě, navyšování transformačního výkonu a tím k odlehčování stávajících transformátorů.

Pokud budeme uvažovat stáří transformátorů, nejbližší plánované výměně jsou T101 TR Medlánky a T101 TR Uherský Brod oba z roku 1983. Dalším starším strojem je v TR Bedřichov T102 z roku 1988.

Poslední oblastí, kterou zmíním, je oblast Jihlavska, kde jsou celkem tři TR. TR Bedřichov a TR Heroltice jsou z pohledu této práce zajímavé nejen z důvodu transformované energie, ale i z důvodu vysokého soudobého maxima – tak jak je patrné z obrázků 5-6 a 5-7. V kapitole 7 bude potom podrobněji rozebrána situace v těchto trafostanicích s tím, že k jejich odlehčení dojde v blízké budoucnosti přechodem jednoho z významných průmyslových odběratelů z hladiny 22 do hladiny 110 kV.



Obrázek 5-6: Transformovaná energie v trafostanicích s nárůstem zatížení



Obrázek 5-7: Soudobé maximum zatížení v trafostanicích s nárůstem zatížení

6 STANOVENÍ SPOLEHLIVOSTI A ZBYTKOVÉ ŽIVOTNOSTI

Tak jak bylo zmíněno mnohokrát v průběhu této práce, v DS E.ON je předpokládaná doba života transformátorů 110/22 kV je 35 let, čímž se zaručuje vysoká spolehlivost dodávky elektrické energie. Obecná data spolehlivosti v DS E.ON jsou zmíněna v kapitole 4.4. Tato kapitola slouží k rešerši dostupných a používaných diagnostických metod a analýze možností prodloužení technického života daných zařízení.

6.1 Základní definice životnosti

Životnost stroje je dána opotřebením základních funkčních součástí za hranice požadavků na spolehlivý a bezpečný provoz. U transformátorů je nutné definovat úlohu a význam jednotlivých složek. Jedná se o složky průběžné, které jsou s malou mírou zásahu obnovitelné např. olej, pomocná výbava, prvky chlazení atd. Další složky jsou složky neobnovitelné, mezi které patří například papírové izolace a prvky magnetického obvodu [14].

Základním kamenem pro vývoj úvah o životnosti transformátorů jako takových je opotřebení izolačního papíru, a všech dalších komponentů na bázi celulózy, v čase. Izolační papír má dvě základní funkce, elektricky izolační a mechanicky oddělující. Funkce druhá v návaznosti na první je rozhodující právě pro provozní stárnutí.

Stavebně izolační funkce papíru pro oddělení živých částí stroje je dána především vlastnostmi, jako je pružnost a pevnost, které však nejsou stálé. Základní chemická látka tvořící izolační papír je celulóza a ta s časem mění svoje mechanické vlastnosti nevratně. To je způsobeno změnou její vnitřní struktury v důsledku následujících faktorů: vlhkost, teplo, kyslík, světlo, ionizujícího záření, katalytického působení kyselin a mechanické namáhání.

Celulóza je polysacharidem, jehož molekula je nerozpustná ve vodě a je základní stavební složkou rostlinných primárních buněčných stěn. Při působení degradačních faktorů jako teplo a kyslík dochází k strukturálním změnám. Při teplotě okolo 100 °C dochází k narušování mezimolekulárních vazeb – vodíkových můstků. Při 120 - 150 °C dochází ke štěpení vazeb C – O, C – C a také C – H. Nad teplotou 270 °C dochází k narušování a zuhelnatění celých celulózových vláken. Tento jev je doprovázen tvorbou plynů zejména CO – oxid uhelnatý, CO₂ – oxid uhličitý a H₂ – vodík [15].

Působením degradačních činitelů však dochází uvnitř celulózy i ke vzniku nových vazeb, které zvyšují její pevnost. Pevnost vláken samotných však klesá, což vede ke křehnutí papíru a snížení jeho schopnosti plnit funkci mechanického stavebního prvku. Dynamické rázy, kterým je každý provozovaný stroj vystaven v takové situaci představují hrozbu ztráty provozuschopnosti a potenciální havárie.

Veličinou, která popisuje stav papírové izolace je číslo PPS, tedy průměrný polymerační stupeň. Udává poměr průměrné velikosti makromolekuly celulózy (polymer) a velikosti molekuly glukózy (monomer).

$$PPS = \frac{G_p}{G_m} \quad (6.1)$$

Kde:

PPS	průměrný polymerační stupeň	(-),
G_p	Průměrná velikost molekuly celulózy	(m),
G_m	Průměrná velikost molekuly glukózy	(m).

Stanovování hodnoty PPS je dáno zkouškou, která je popsána v normě ČSN EN 60450, konkrétně jako „Měření průměrného viskozimetrického polymeračního stupně nových a zestárých celulóзовých elektroizolačních materiálů“. Metoda je založena na analýze viskozity rozvlákněného papíru v roztoku tzv. kuenu. Hodnota PPS je následně vypočtena příslušným vztahem, protože je úměrná analyticky zjištěné hodnotě viskozity.

Za kritickou hodnotu ztráty vlastností papírové izolace se považuje hodnota $PPS = 200$. Hodnota je přebírána i směrnici samotnými provozovateli energetických zařízení.

Projektovaná životnost transformátorů bývá výrobcem stanovována empiricky s ohledem na využívání stroje. Stárnutí bývá řešeno prakticky na základě zatížení teplotního a rychlost stárnutí bývá vztahována k nejteplejšímu místu ve vinutí. U velkých výkonových transformátorů je nejteplejší místo vztaheno ke střednímu oteplení v horní části stroje s činitelem 1,3.

Výkonové stroje s běžnou papírovou a olejovou izolací jsou navrhovány na oteplení nejteplejšího místa ve vinutí $78\text{ }^{\circ}\text{C}$, tzn. pro referenční teplotu okolí $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ je to maximální teplota $98\text{ }^{\circ}\text{C}$. Vypočtená a simulovaná hodnota oteplení je ověřována typovými zkouškami – v případě dohody mezi výrobcem a dodavatelem bývá i pro jednotlivé kusy. Zkoušky jsou prováděny v souladu s normalizačními dokumenty. V principu se jedná o stroj zapojený nakrátko se zvýšeným jmenovitým proudem pro účel respektování jmenovitých ztrát [15].

6.2 Diagnostika výkonových transformátorů (olejových)

Při rozboru spolehlivosti výkonových olejových transformátorů se využívají data z technické diagnostiky. Výsledkem může být právě vyhodnocení provozuschopnosti zařízení (transformátor) – detekce a lokalizace poruch a také vývoj stavu při dalším provozu s tím, že můžeme předepsat i pokyny pro údržbu. Způsob získávání dat je dvojí:

- On-line diagnostika
- Off-line diagnostika

Pokud jde o off-line režim, je nutné zařízení nejprve odstavit a poté potřebná data naměřit. Toto je běžně používaná metoda právě u transformátorů. Při on-line metodě sbíráme data přímo za provozu daného zařízení. To představuje celou řadu výhod. Sledované zařízení je pod neustálou kontrolou – a může probíhat automatickému vyhodnocení údajů a tím pádem včasné rozpoznání nežádoucích stavů sledovaného zařízení. Na druhou stranu vytvoření celého on-line sledovacího systému je velmi náročné [6].

V dalším rozboru se budu zabývat pouze off-line monitoringem výkonových transformátorů.

Pro výkonové transformátory lze aplikovat dvě dělení:

- a) Podle napěťové hladiny/výkonu
 - Napěťová hladina 400 a 220 kV
 - Napěťová hladina 110 kV
 - Napěťová hladina VN a výkon větší než 1,6 MVA – distribuční
 - Napěťová hladina VN a výkon větší než 1,6 MVA – vlastní spotřeba
- b) Stav transformátoru (provozní)
 - Nový stroj
 - Stroj po detailní kontrole
 - Stroj v provozu
 - Náhradní stroj

Stroj po detailní kontrole dále rozlišuje případy, kdy má:

- Původní náplň
- Vyměněná náplň
- Regenerovaná náplň

Pro tyto skupiny netočivých strojů jsou předepsány diagnostické metody, jejichž použití je zakotveno v normách a dalších předpisech. Rozhodně se však neaplikují všechny níže popsané metody pro všechny netočivé stroje. Nyní bude provedena stručná rešerše používaných diagnostických metod.

6.2.1 Měření izolačního odporu a výpočet polarizačního indexu

Jedná se jednu z nejdéle používaných metod, která ověřuje stav izolace daného stroje. Měří se proud protékající izolací, při daném stejnosměrném napětí v daných časových intervalech. Odpor je následně vypočten z Ohmova zákona.

Polarizační index je veličina, která charakterizuje stav izolace (hlavně obsaženou vlhkost) a je stanoven z časového průběhu výše zmíněného izolačního odporu. Hlavním sledovaným polarizačním indexem je tzv. jednominutový označeným p_{i60} [6], [7].

$$p_{i60} = \frac{R_{iz60}}{R_{iz15}} \quad (6.2)$$

Kde:

R_{iz60}	Hodnota izolačního odporu v čase 60 s	(Ω),
R_{iz15}	Hodnota izolačního odporu v čase 15 s	(Ω).

6.2.2 Měření ztrátového činitele $\tan\delta$ a kapacity

Hodnota ztrátového činitele je přímo úměrná ztrátám energie rozptýlené v dielektriku při jeho namáhání proměnným elektrickým polem. Jeho velikost je ovlivněna polarizací daného dielektrika tzn. množstvím přítomných polárních látek (např. vadou, produkty stárnutí, tepelné

namáhání izolace, mikro nečistoty), teplotou nebo cirkulací izolačního média. Ztrátový činitel je bezrozměrný údaj v praxi často násobený hodnotou 100.

Vinutí zařízení můžeme kontrolovat měřením kapacity C_X , kde má X označuje teplotu ve $^{\circ}\text{C}$, pro kterou byla hodnota kapacity naměřena. V principu je metoda založená na faktu, že pokud je vinutí v pořádku nemění se jeho kapacita s teplotou ani frekvencí [7].

6.2.3 Měření částečných výbojů

Tato metoda se zabývá měřením a hodnocením proudových impulsů, které jsou vyvolány ve vnějším měřicím obvodu částečnými výboji, které vznikají ve zkoumaném izolačním systému. Tyto výboje mohou vznikat jak v dutinách izolace, tak mezi izolací vodiče a vodičem samotným, mezi jednotlivými částmi magnetického obvodu, po povrchu izolace, na rozhraní dvou dielektrik, mezi kontakty nebo v místech s nedostatečně uzemněnými částmi, které by měly být na potenciálu země atp. Příčiny jejich vzniku jsou v podstatě tři: 1) špatně navržená izolace 2) nedodržení technologických postupů 3) překročení optimálních provozních podmínek (přepětí apod.) [7].

Důvodem, proč je vhodné měřit částečné výboje, je možnost předejití těžkým haváriím a zamezit tak ekonomickým ztrátám.

Sled a tvar těchto částečných výbojů lze vysledovat z křivky napětí snímané např. z vhodného kapacitního děliče během aplikovaného střídavého napětí. Jako dělič může být použita kondenzátorové průchodka s měřicím vývodem [7], [19].

6.2.4 Měření a analýza polarizačního spektra

K polarizaci dielektrika dochází v případě přiložení stejnosměrného napětí. U transformátorového izolačního systému se na polarizaci, pro relaxační doby v rámci sekund až hodin, velice podílí molekuly vody přítomné v celulóзовé izolaci a také produkty jejího stárnutí. Molekuly jsou natáčeny ve směru elektrického pole a po krátkodobém zkratování částečně depolarizovány. Po následném odzkratování se díky vlivu zbytkového náboje na koncích izolačního systému objevuje zotavení napětí. Velikost zotaveného napětí je závislá na nabíjecí, respektive vybíjecí době, velikosti nabíjecího napětí a na vlastnostech geometrických a polarizačních zkoumané izolační soustavy [7].

Čtyři potřebné operace, kterými jsou výše zmíněné spínání a odpínání stejnosměrného napětí, zkratování a odzkratování měřeného zařízení, je řízeno mikroprocesorem v obvodu s vysokonapětíovými spínači. Průběhy zotaveného napětí s jeho maximální hodnotou a poměry nabíjecí a vybíjecí doby jsou měřeny vysokoimpedančním obvodem na vstupu [7].

6.2.5 Veličiny C_2/C_{50}

Tato metoda je založená na zjišťování poměru kapacit při frekvencích 2 a 50 Hz, čímž lze stanovit míru navlhnutí izolace olejem plněných transformátorů. Využívá závislost relativní permitivity na kmitočtu střídavého elektrického pole. V tomto ohledu se nejvíce projevuje přítomnost vody v izolaci, protože jde o látku silně polární. Princip je takový, že u navlhle izolace se kapacita při frekvencích 2 a 50 Hz liší, zatímco u izolace nenavhlhlé nikoli. Měřené kapacita je kapacita vinutí měřená proti kostře transformátoru. Při vyhodnocování se sleduje rozdíl (tedy přírůstek kapacity) $C_2 - C_{50}$. Spolu s poměrem těchto veličin a dalšími zmíněnými diagnostickými metodami lze objektivněji posoudit skutečný stav izolace [7].

6.2.6 Metoda frekvenčních charakteristik

Tato metoda je určena především k detekování poruch jako mezizávitový zkrat nebo deformace vinutí. Její princip je založen na skutečnosti, že vinutí transformátoru má určité kapacity mezi závity, kapacitu vinutí vůči zemi, vzájemné a vlastní indukčnosti a také odpor vinutí. Tento celek je charakterizován svou frekvenční charakteristikou – závislost útlumu na frekvenci. Pokud dojde ke změně v některé z výše jmenovaných veličin, dojde také ke změně právě ve frekvenční charakteristice [7].

6.2.7 Měření odporu vinutí transformátoru

Odpor vinutí se u transformátoru měří především kvůli přesnému stanovení teploty vinutí. Například u regulačních transformátorů lze z naměřených hodnot odporu změřených při přepínání odboček usuzovat kvalitu součástí regulačního zařízení [7].

Teplota vinutí je velmi důležitý údaj pro další vyhodnocování, zejména pak izolačního odporu, kapacity a ztrátového činitele.

Pro hrubé stanovení teploty postačí odečíst údaj z teploměru, který ji měří pod víkem transformátoru. Pro přesné stanovení se provede měření odporu vinutí a následným výpočtem dostaneme přesnou hodnotu teploty vinutí. Pro výpočet je nutné znát údaj odporu vinutí při známé teplotě, jehož hodnota je poskytovaná výrobcem transformátoru [7], [19].

$$t_x = \frac{R_x}{R_0}(t_0 + 235) - 235 \quad (6.3)$$

Kde:

t_x	neznámá teplota	(°C),
R_x	odpor vinutí při neznámé teplotě t_x	(Ω),
R_0	odpor vinutí při známé teplotě t_0	(Ω),
t_0	počáteční teplota	(°C).

6.2.8 Kondenzátorové průchodky – měření kapacity a ztrátového činitele v provozu

Jak již bylo zmíněno, velikost ztrátového činitele je úměrná ztrátám v dielektriku při namáhání elektrickým polem. Pokud tyto ztráty přeměňující se na teplo dosáhnou příliš vysokých hodnot (při současném působení tepla od vinutí a mag. obvodu), může dojít k narušení jak izolačních vlastností průchodky, tak i narušení vodiče a následnému zničení průchodky [7].

Při měření je využita můstková metoda. V jedné větvi můstku se nachází kondenzátor se známým dielektrikem a ve druhé je měřený objekt. Vhodnými kombinacemi kapacitních a odporových dekád, je nutné nastavit na takovou hodnotu, aby v diagonální větvi tekla nulový proud, čímž zjistíme kapacitu měřeného objektu [7].

6.2.9 Stanovení plynů rozpuštěných v oleji

Se stanovením celkového obsahu plynů, které jsou rozpuštěné v izolačním oleji je možné posoudit, zda nedochází k přesycování tohoto oleje plyny a tím pádem se nesnižuje průrazné napětí. Druhou možností je oddělování plynu z oleje do plynového relé [7], [19].

Pokud jde o nové nebo opravované stroje je možné tímto měřením posoudit kvalitu nové či opravované izolační soustavy. Odstranění rozpuštěných plynů z oleje pro analýzu je prováděno buď vakuovou extrakcí nebo stripováním [7].

- **Vakuová extrakce při metodě částečného odplynění:**

Extrakce plynu je dosažena vystavením vakuu. Účinnost je závislá na rozpustnosti plyných komponent a dosahuje přibližně 90 až 99,8 %. V případě nedosažení úplné extrakce je možné k dopočetní skutečných hodnot použít Oswaldovy koeficienty rozpustnosti plynů v izolačním oleji.

- **Stripovací extrakční metoda:**

Extrakce se provádí pomocí nosného plynu, který se nechá probublávat malým objemem izolačního oleje (0,25 – 5 ml)

- **Metoda analýzy plynů adsorpční plynovou chromatografií:**

Vzorky plynů (z plynových relé nebo získané přímo z oleje) se analyzují plynovým chromatografem. V této analýze nás zajímají především tyto plyny:

Vodík – H_2 , kyslík – O_2 , dusík – N_2 , methan – CH_4 , ethan – C_2H_6 , ethylen – C_2H_4 , acetylen – C_2H_2 , oxid uhelnatý – CO a oxid uhličitý – CO_2

Naměřené hodnoty těchto látek se následně vyhodnotí dle normy IEC 60599 nebo podle podmínek, které stanovuje výrobce transformátoru [7], [19].

6.3 Zbytková životnost

Z kapitoly 6.1 vyplývá, že z hlediska stárnutí a tím pádem i zbytkové životnosti, je nejdůležitější parametrem kondice papírové izolace, respektive hodnota koeficientu PPS, určená z rovnice 6.1 a jeho hodnota vyšší než kritických 200.

Další vývoj úvah o stárnutí izolace a zbytkové doby života se bude odvíjet právě od hodnoty PPS. Hodnota PPS a zestárnutí izolace touto hodnotou charakterizované jsou ovlivňovány faktory, jako je teplota, vlhkost, obsah kyslíku a jejich vzájemnou kombinací. Právě jejich kombinace je příčinou složitosti odhadu reálného stupně zestárnutí. Ze současné praxe je patrné, že i přes rozvoj monitorovacích systémů lze v informacích jimi poskytnuté očekávat značné odchylky od reálného stavu sledovaných částí stroje, a to zejména u provozů s nestabilitou provozních podmínek, což není případ transformátorů 110/22 kV, ale spíše elektrárenských blokových transformátorů, zejména pak u vodních elektráren [14], [15].

Pro odhad rychlosti stárnutí a zbytkové životnosti stroje byla navržena metoda, která se spoléhá především na reálná měření v průběhu provozu zařízení. Další postupy jsou postaveny na matematice a fyzikálních dějích během stárnutí celulózového materiálu. Metoda navržená pro určování zbytkové životnosti transformátoru využívá dvou poznatků, a sice hodnotě PPS, která je stanovena analyticky na základě vzorku zestárlé izolace odebrané přímo z daného stroje. Dalším je relační koeficient, který lze stanovit analyticky z hodnot PPS na vzorcích z transformátorů, které jsou určené k likvidaci, nebo se u nich provádí obnova izolační soustavy, jsou „repasovány“.

Vzorek izolace je odebírán po určité době provozu z volného prostoru vnitřního prostoru stroje, nejčastěji z proudově nezátíženého, nulového vývodu nebo také z přístupné papírové bariéry. Optimální variantou je předem vložený strojený vzorek. Tento vzorek je označován jako integrální vzorek a z tohoto vzorku analyzovaná hodnota PPS zase jako integrální veličina.

Hodnota potom PPS poskytuje informaci o celkovém vlivu degradačního působení na izolační soustavu.

Při stanovování relačního koeficientu jsou využívány hodnoty PPS získané ze souborů výsledků analýz ze vzorků zestárlé izolace. Tyto vzorky bývají odebírány na přibližně 12 komplexně a logicky zvolených místech ve vinutích strojů, které jsou určeny k likvidaci, či repasi. Tyto soubory hodnot PPS poskytují informaci o reálném provozním stavu izolace vinutí a zároveň četnost výskytu kriticky degradovaných míst. Jednou z důležitých součástí v tomto procesu určování relačního koeficientu je však i odběr integrálního vzorku z každého stroje, u kterého je likvidovaná izolační soustava podrobena analýze 12 vzorků a tím poskytuje k těmto vzorkům jakousi přiřazenou hodnotu. Tato hodnota je obrazem komplexního působení degradačních pochodů uvnitř stroje. Relačním koeficientem je nazván vztah mezi hodnotou, která je získaná z integrálního vzorku a průměrnou hodnotou alespoň tří nejnižších hodnot z celkových dvanácti vzorků. Pravděpodobnost shody s reálným stavem je závislá na počtu analyzovaných likvidovaných strojů, jejich provozních podmínkách a v neposlední řadě na jejich konstrukčním řešení [14], [15].

Uvažovaná metoda pravděpodobné zbytkové životnosti transformátoru je založena na aplikaci vhodného relačního koeficientu na skutečnou analyzovanou integrální veličinu, kterou je hodnota PPS z analyzovaného stroje a následný výpočet doby stárnutí až do dosažení limitní hodnoty PPS [14], [15].

$$PPS_i = PPS_0 \cdot e^{\frac{-t_i}{\tau}} \quad (6.4)$$

Kde:

PPS_i	hodnota PPS v čase t_i	(-),
PPS_0	počáteční hodnota PPS	(-),
τ	časová konstanta funkce	(rok).

Platí následující:

$$\tau = \frac{t_i}{\ln\left(\frac{PPS_0}{PPS_i}\right)} \quad (6.5)$$

$$t_i = \tau \cdot \ln\left(\frac{PPS_0}{PPS_i}\right) \quad (6.6)$$

Tyto vztahy (6.4) – (6.6) jsou matematickým vyjádřením exponenciálním zákonitosti chemických reakcí a fyzikálních procesů, které se podílejí na degradaci izolačních materiálů.

Nyní je vhodné uvést shrnutí, které lze nazvat jako metodika pravděpodobné zbytkové životnosti výkonových olejových transformátorů, která zahrnuje:

- Odběr a analýzu integrálního vzorku z posuzovaného stroje
- Aplikaci relačního koeficientu, který je získaný z izolačních systémů starších strojů, které mají srovnatelné parametry, konstrukci a provozní podmínky
- Výpočet zbytkové životnosti dosazením do vztahů (6.4) – (6.6)

Pro ilustraci bude uveden fiktivní příklad aplikace výše navrhované metody. Vstupní parametry jsou $PPS_0 = 1200$ a PPS po $t = 15$ letech provozu $PPS_{15} = 750$. Následuje výpočet časové konstanty:

$$\tau = \frac{t_i}{\ln\left(\frac{PPS_0}{PPS_i}\right)} = \frac{15}{\ln\left(\frac{1200}{750}\right)} = 27,8 \text{ let}$$

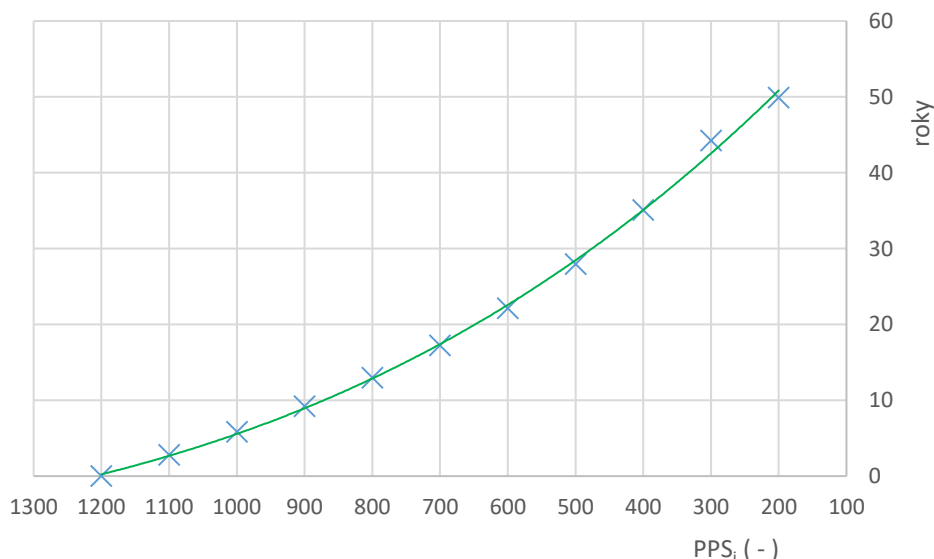
Následuje výpočet předpokládané doby dožití transformátoru s vypočtenou časovou konstantou:

$$t = \tau \cdot \ln\left(\frac{PPS_0}{PPS_i}\right) = 27,8 \cdot \ln\left(\frac{1200}{200}\right) = 49,9 \text{ let} \doteq 50 \text{ let}$$

A nyní je na tomto místě nutné zvolit relační koeficient. Jak již bylo zmíněno v této kapitole jedná se velmi podstatnou, avšak zároveň velmi obtížnou část, zatímco stanovení ostatních veličin je exaktní disciplína.

Pokud bude relační koeficient zvolen například 1,2; stačí výslednou hodnotu 50 let podělit tímto koeficientem a dostáváme hodnotu pravděpodobné doby dožití zařízení včetně rezervy, která je obsažena v relačním koeficientu.

$$t_{\text{dožití}} = \frac{t}{\text{relační koeficient}} = \frac{50}{1,2} = 41,7 \text{ let} \doteq 42 \text{ let}$$



Obrázek 6-1: Vývoj hodnoty PPS v letech pro uvedený příklad

Součástí popsaného postupu by mělo být i sledování množství a vývoj plynných včetně kapalných rozkladových produktů popsané v kapitole 6.2, s důrazem na sledování CO , CO_2 a furanových derivátů ze dvou hlavních důvodů. Prvním je nepřímý odhad intenzity procesů stárnutí a s tím odhad úrovně zestárnutí izolačních soustavy a rychlosti jejího vývoje právě díky sledování degradačních produktů. Druhým je využití všech údajů k lepšímu odhadu relačního

koeficientu, a to srovnáním vývoje rozkladových plynů a transformátoru, který je posuzován s parametry na transformátorech, jejichž izolační systém byl analyzován na konci jejich provozu.

Pro kompletní splnění všech požadavků na tuto metodu je dále nezbytné, abychom znali výchozí stav papírové izolace na začátku provozu zařízení PPS₀, který bývá v rozmezí 1100 - 1300, a dále vybavení transformátorů strojeným vzorkem, který se do stroje vkládá tak, aby byl co nejlépe přístupný, ale zároveň měl co možná nejlepší vypovídající hodnotu [14], [15]..

Doplňkovou a velmi jednoduchou metodou pro sledování stárnutí papírová izolace ještě odborná literatura nazývá jako Montsingerovo pravidlo osmi stupňů, kdy se předpokládá, že při zvýšení teploty o 8 °C se předpokládá pokles životnosti izolace na polovinu.

7 PŘECHOD VELKÉHO ODBĚRATELE Z HLADINY 22 kV NA HLADINU 110 kV (Z POHLEDU TRANSFORMACE)

7.1 Zdůvodnění stavby

V současné době je jeden velmi významný odběratel na hladině 22 kV, který má svoje odběrné místo v Jihlavě. Výrobní závod je napájen třemi vedeními 22 kV, která kompletně zásobují celý výrobní závod z TR Heroltice, která je osazená dvěma transformátory 40 MVA. Rezervovaný příkon je v současné době smluvně dán na hodnotě 28 MW a za rok 2016 bylo odebráno 188,722 MWh při účinnosti $\cos\varphi = 0,975$. Podnik uvažuje o instalaci dalších technologií, které dále navýší požadovaný rezervovaný příkon.

Odběratel zvolil jako svůj další krok v oblasti zásobování elektrickou energií možnost vystavět vlastní TR 110/22 kV napájenou ze stávající TR Bedřichov, která je v majetku E.ON, zemním kabelem 110 kV a tím se stát odběratelem kategorie A.

Požadavek E.ON je plná konfigurace taková rozvodny – osazení vývodového odpojovače/uzemňovače, vypínače, PTP a PTN nebo PTK, bleskojistky na kabelosvodu i před transformátorem. Kabel 110 kV musí být plně chráněn srovnávací a distanční ochranou. Dále musí být zamezeno možnému nežádoucímu kruhovému spojení základního napájení 110 kV a záložního napájení 22 kV, které je provedeno z TR Heroltice.

S odkazem na vyhlášku č. 51/2006 Sb., §11, odstavec 3 se žadatel o přepojení do jiné napěťové hladiny podílí na všech nutných úpravách ve stávající rozvodně, tj. TR Bedřichov 100% podílem. Smluvní rezervovaný příkon v DS 22 kV (odběratel kategorie B) je následně převeden do DS 110 kV (odběratel kategorie A).

Nutnými úpravami v TR Bedřichov se rozumí výstavba a osazení nového vývodového pole 110 kV tak, aby bylo možno připojit kabel 110 kV do této R 110 kV. Konkrétně jde o přípojnicový odpojovač, vypínač, PTK, vývodový odpojovač/uzemňovač, ochrany, rozšíření ŘS rozvodny a také případné přeložení stávajících a datových rozvodů, které se nachází v prostoru budoucího 110kV pole.

Náklady na tuto stavbu byly předběžně vyčísleny na 15 milionů Kč a následně zpřesněny na 10 500 000 Kč.

V souvislosti s předpokládanými změnami a přepojení hlavního napájení na TS Bedřichov pozbydou tři dosavadní kabelová vedení záložního napájení z této TS smysl. Uvažuje se tedy o jejich přespojování na jiná kabelová vedení, popř. vzhledem k jejich stáří zrušení a uvolnění koridoru pro nový kabel 110 kV.

7.2 Nynější situace v síti

Přechod výrobního závodu odběratele na odběratele typu znamená pro E.ON určitou finanční ztrátu, která bude vyčíslena v následujících kapitolách. Více než finanční hledisko je nutné sledovat technické aspekty TS Heroltice a také TS Bedřichov. Do TS Heroltice jsou v současnosti připojeny tři velcí odběratelé. Nejvyšší dosažený výkon této TS se dvěma transformátory 40 MVA bylo 51,837 MW za rok 2016 což je 64,8 % zatížitelnosti této dvojice transformátorů, což překračuje hranici 60 %, která je zmíněna v kapitole 4.3.2.

Takové zatížení trafostanice může být již problematické z pohledu bezpečnostního kritéria n – 1. Dále komplikuje údržbu zařízení, ŘPÚ a s tím spojené odstávky nebo řešení poruch. Dalším problémem je významné rušení signálu HDO, který je připojen na úrovni 22 kV ve stanici Bedřichov vysílačem 250 kVA o frekvenci 217 Hz. Stav, který je v tomto odběrovém místě proto nemůže zůstat jako setrvalý a je žádoucí, aby byla transformace odlehčena přepojením odběratele do DS 110 kV.

7.3 Shrnutí současného a budoucího stavu

Současný stav:

- a) Základní napájení: vstupní TS odběratele nová – 3 zemní kabely 22 kV VN1204/1205/1206 AXEKVCEY v majetku odběratele, napájené z R22 kV Heroltice (Transformátor T102, pole č. 16, 17 a 18).
- b) Záložní napájení: vstupní TS jmdz stará – 3 zemní kabely 22 kV VN740/741/763 AXEKCY240 (z roku 1982) v majetku odběratele, napájené z R22 kV Bedřichov.

Budoucí stav:

- a) Základní napájení: Zemní kabel 110 kV napájený přes nové vývodové pole 110 kV s vypínačem v R110 kV Bedřichov. Celá technologie nového vývodového pole bude v majetku E.ON. Počínaje kabelovými koncovkami naopak majetek odběratele. Délka kabelu se předpokládá 0,8 – 1,1 km dle zvolené konečné varianty. Obchodní měření se pak bude nacházet v novém vývodovém poli v podobě měřících jader MTK (předpoklad 150/1 A, tp = 0,2)
Se silovým kabelem je nutné položit i optický kabel, který bude určen pro chránění silového kabelu a pro přenos informací z nové rozvodny 110 kV odběratele.
- b) Záložní (původně však základní) napájení: je beze změny dnešního základního stavu napájení pouze v případě nového základního napájení budou kabely nového záložního napájení vypnuty v TS Heroltice a uvedeny pod napětí z nové TS 110/22 kV odběratele.

7.4 Přechod mezi napěťovými hladinami z pohledu plateb za elektrickou energii

Při přechodu odběratele z hladiny VN do hladiny VVN vstupují do výpočtu poplatků za elektrickou energii dva faktory, které celkovou platbu snižují. Dle platného Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2016, kterým se stanovují ceny za související služby v elektroenergetice a další regulované služby, můžeme tyto cenové rozdíly najít v odstavci (3.13) a (3.34).

„Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z distribuční soustavy je uplatňována na kalendářní rok s pevnou měsíční cenou za roční rezervovanou kapacitu nebo na kalendářní měsíc s pevnou měsíční cenou za měsíční rezervovanou kapacitu, přičemž měsíční cenu za roční rezervovanou kapacitu lze kombinovat s měsíční cenou za měsíční rezervovanou kapacitu pro daný kalendářní rok. Došlo-li v odběrném nebo předávacím místě ke zvýšení roční rezervované kapacity v průběhu kalendářního roku, účtuje se platba za zvýšenou kapacitu počínaje kalendářním měsícem, pro který bylo navýšení roční rezervované kapacity uplatněno. Roční rezervovanou kapacitu lze v odběrném nebo předávacím místě snížit až po uplynutí doby 12 měsíců od poslední změny výše roční rezervované kapacity, pokud se smluvní strany nedohodnou jinak. (Cenové rozhodnutí ERÚ č. 7/2016 odstavec (3.13), s. 9)“.

V rámci výpočtu finanční úspory na poplatcích za elektrickou energii se bude počítat s konstantním rezervovaným příkonem 28 MW po celý následující rok 2017, pro který platí již zmíněné cenové rozhodnutí. Odstavec (3.13) Cenového rozhodnutí ERÚ č.7/2016 dále obsahuje následující tabulku, kde jsou žlutě vyznačeny ceny, které mají vliv na probíraný příklad:

Tabulka 7-1: Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z DS

Provozovatel distribuční soustavy	Hladina napětí	Měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu v Kč/MW a měsíc	Měsíční cena za měsíční rezervovanou kapacitu v Kč/MW a měsíc
ČEZ Distribuce, a.s.	VVN	68 747	76 251
	VN	165 885	183 992
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	56 405	63 288
	VN	131 263	147 281
PREdistribuce, a.s.	VVN	70 998	78 260
	VN	176 037	194 043
LDS Sever, spol. s r.o.	VN	237 697	256 771
SV servisní, s. r. o.	VN	204 976	221 374

Dalším parametrem, který se při výpočtu ceny dodávek elektrické energie mění je zmíněna v odstavci (3.34) Cena za použití sítí provozovatele distribuční soustavy nad 1 kV popsána v následující tabulce:

Tabulka 7-2: Cena za použití sítí provozovatele DS nad 1 kV

Provozovatel distribuční soustavy	Hladina napětí	Cena za použití sítí VVN a VN v Kč/MWh
ČEZ Distribuce, a.s.	VVN	21,83
	VN	36,83
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	31,82
	VN	39,49
PREdistribuce, a.s.	VVN	29,42
	VN	42,12
LDS Sever, spol. s r.o.	VN	21,32
SV servisní, s. r. o.	VN	43,44

V obou cenových rozhodnutích jsou pro výpočet důležité dvě hodnoty. Jde o oblast E.ON Distribuce a.s. a budeme počítat s oběma hodnotami pro VVN a VN přičemž finanční úspora bude rozdílem vypočítaných nákladů pro obě napěťové hladiny.

A) Hladina VN

$$N_{VN-kapacita} = \text{cena za rez. výkon}_{VN} \cdot \text{počet měsíců} \cdot \text{rezervovaný příkon} = 131\,263 \cdot 12 \cdot 28 = 44\,104\,368 \text{ Kč}$$

$$N_{VN-použití\ sítí} = \text{cena za použití sítí}_{VN} \cdot \text{odebraná energie} = 39,49 \cdot 188\,722,3 = 7\,452\,642,36 \text{ Kč}$$

$$N_{VN-celkem} = N_{VN-kapacita} + N_{VN-použití\ sítí} = 44\,104\,368 + 7\,452\,642,36 = 51\,557\,010,36 \text{ Kč}$$

B) Hladina VVN

$$N_{VVN-kapacita} = \text{cena za rez. výkon}_{VVN} \cdot \text{počet měsíců} \cdot \text{rezervovaný příkon} = 56\,405 \cdot 12 \cdot 28 = 18\,952\,080 \text{ Kč}$$

$$N_{VVN-použití\ sítí} = \text{cena za použití sítí}_{VVN} \cdot \text{odebraná energie} = 31,82 \cdot 188\,722,3 = 6\,005\,142,57 \text{ Kč}$$

$$N_{VVN-celkem} = N_{VVN-kapacita} + N_{VVN-použití\ sítí} = 18\,952\,080 + 6\,005\,142,57 = 24\,957\,222,57 \text{ Kč}$$

C) Finanční úspora

$$N_{úspora} = N_{VN-celkem} - N_{VVN-celkem} = 51\,557\,010,36 - 24\,957\,222,57 = \underline{\underline{26\,599\,787,79 \text{ Kč}}}$$

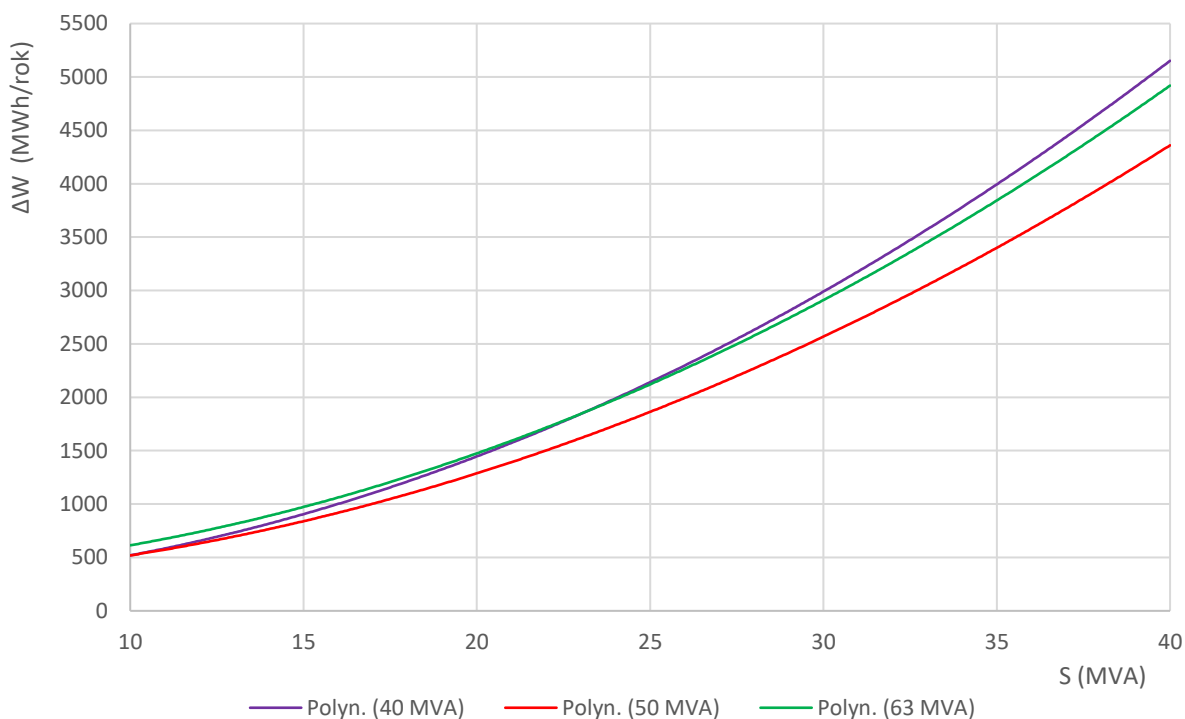
7.5 Volba vhodného transformátoru

Vzhledem k zatížení, které v roce 2016 dosahovalo u odběratele maximální soudobé hodnoty 25,93 MW a 31,45 MVA. Z tohoto pohledu se jeví jako nejvhodnější varianta volby transformátoru o jmenovitém výkonu 50 MVA. V této kapitole bude zvážena i volba výkonu 40 MVA a 63 MVA hlavně z pohledu ztrát.

Tabulka 7-3 obsahuje vypočtenou hodnotu ztrát pro všechny tři možné varianty použitých transformátorů pro zatížení za rok 2016, tzn. $P_{max} = 25,93$ MW, doba využití maxima $T_m = 7277$ hodin a doba plných ztrát $T_{\Delta} = 6278$ hodin. I z tohoto parametru je patrné, že v současné době je z pohledu ztrát nevhodnější varianta jmenovitého výkonu nového transformátoru 50 MVA.

Tabulka 7-3: Parametry potenciálních transformátorů +jejich předpokládané ztráty při zatížení za rok 2016

Parametry nového transformátoru				
S_n	(MVA)	40	50	63
ΔP_0	(kW)	18	21	24
ΔP_k	(kW)	115	157	208
u_k	(%)	11,2	11,5	17
i_0	(%)	0,10	0,12	0,14
ΔW	(MWh)	2395,7	2074,9	2357,7



Obrázek 7-1: Závislost ztrát uvažovaných transformátorů na zatížení

Pokud však zahrneme i faktor ceny samotného transformátoru, vychází lépe varianta jmenovitého výkonu 40 MVA, a to i přes vyšší ztráty. Tato úvaha je vyčíslena i v excelovské příloze. Naráží však, stejně jako výpočty v předchozích kapitolách na obtížné předvídání budoucího zatížení a cen elektrické energie pro krytí ztrát. Předpokládá se konstantní nárůst. Pokud bychom brali v úvahu i náklady na údržbu, budou na straně odběratele vyšší než, kdyby stejnou údržbu prováděl distributor, jehož náklady na tyto úkony klesají s počtem provozovaných zařízení.

Cena transformátoru se předpokládá vyšší než u velkoodběratele typu distribuční společnosti, ze stejného důvodu jako je tomu u nákladů na údržbu. Konkrétně jsem po konzultaci stanovil jejich cenu na 15 mil. Kč za 40MVA transformátor a 18 mil. Kč za 50MVA transformátor.

I přes negativum vyšší počáteční ceny transformátoru o nominálním výkonu 50 MVA, je vhodnější variantou. Především při zvážení dlouhodobosti investice a složitému odhadování budoucího hospodářského vývoje odběratele, splňuje i požadavek na určitou výkonovou rezervu. Může se totiž opakovat, případně udržet možný nárůst instalovaného výkonu technologií na straně odběratele, který probíhá v posledních letech, který stroj s vyšším jmenovitým výkonem dokáže vykrýt. Je to dáno i z důvodu poměrně stabilního odběru, kdy maximum zatížení zásadně nevybočuje z dlouhodobého profilu zatížení.

7.6 Rozpočet přechodu mezi napětovými hladinami

Tabulka 7-4: Zaokrouhlené položky předpokládaného rozpočtu pro jednotlivé části stavby

Název souboru	Cena bez DPH
	(Kč)
Kabel 110 kV + optický kabel	24 000 000
Úpravy vedení 22 kV - E.ON	1 800 000
Vnitřní kabelový propoj 22 kV	1 500 000
Rozvodna 110 kV - odběratel	5 000 000
Rozvodna 110 kV - E.ON	6 000 000
Stanoviště transformátoru	2 500 000
Transformátor + příslušenství	19 000 000
Rozvodna 22 kV - odběratel	500 000
Řídicí systém - odběratel	3 500 000
Řídicí systém - E.ON	2 700 000
Vlastní spotřeba - odběratel	600 000
Celkem	67 100 000

V případě rychlého výpočtu návratnosti této investice podělíme její hodnotu průměrnými ročním výnosem, za který lze považovat ušetřenou částku za distribuci elektrické energie.

$$\text{návratnost} = \frac{67\,100\,000}{26\,600\,000} = 2,52 \text{ roku}$$

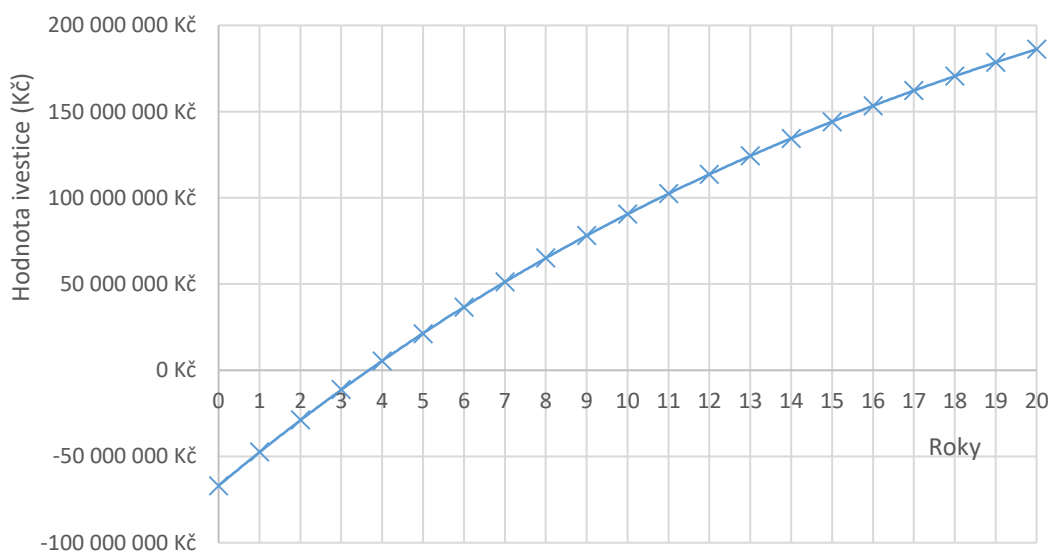
Pro přesnější výpočet o pět použita metoda čisté současné hodnoty. V excelovské příloze se nachází výpočet čisté současné hodnoty pro tuto investici ze strany odběratele. Pro výpočet je použita následující rovnice upravená pro tento případ [20]:

$$NPV = -INV + \sum_{T=0}^{T_h} \frac{[(V_T - N_p - N_{odpis}) \cdot (1 - d) + N_{odpis}]_T}{(1 + dis)^T}. \quad (7.3)$$

Kde:

INV	investice	(Kč),
dis	diskont	(-),
d	daňová sazba	(-),
N_p	náklady provoz + ztráty	(Kč),
V_T	výnosy v daném roce (ušetřená platba za distribuci)	(Kč),
N_{odpis}	odpisy v daném roce	(Kč).

Zobrazením kumulovaného diskontovaného cash flow do grafu zjistíme, že investice s danými vstupními parametry ve čtvrtém roce provozu daného zařízení. Vstupními parametry výpočtu jsou tedy náklady na ztráty pro transformátor 50 MVA a postupný nárůst zatížení. Dále jsou to odpisy, cena investice, diskont na úrovni 5,4 %, daň z příjmu právnické osoby 19 %, náklady na údržbu zařízení, kterou jsem zvolil vyšší než v případě výpočtů transformátorů E.ON, konkrétně 4 % z nákladů na nové zařízení a v neposlední řadě výnosnost investice, která je zvolena jako ušetřená částka za distribuční poplatky, také se vzrůstající tendencí.



Obrázek 7-2: Kumulované DCF (Vývoj NPV v závislosti na čase)

Tabulka 7-5: Výpočet čisté současné hodnoty investice do přechodu odběratele z hladiny 22 do hladiny 110 kV na dobu 30 let

Název souboru	Cena	Rok	1	2	3	4	...	30
		Náklady na ztráty	1 953 352 Kč	2 027 601 Kč	2 063 291 Kč	2 099 698 Kč	...	3 351 864 Kč
Kabel 110 kV + optický kabel	24 000 000 Kč	odpisy	2 400 000 Kč	2 400 000 Kč	2 400 000 Kč	2 400 000 Kč	...	0 Kč
Úpravy vedení 22 kV - E.ON	1 800 000 Kč		360 000 Kč	360 000 Kč	360 000 Kč	360 000 Kč	...	0 Kč
Vnitřní kabelový propoj 22 kV	1 500 000 Kč		300 000 Kč	300 000 Kč	300 000 Kč	300 000 Kč	...	0 Kč
Rozvodna 110 kV - odběratel	5 000 000 Kč		500 000 Kč	500 000 Kč	500 000 Kč	500 000 Kč	...	0 Kč
Rozvodna 110 kV - E.ON	6 000 000 Kč		600 000 Kč	600 000 Kč	600 000 Kč	600 000 Kč	...	0 Kč
Stanoviště transformátoru	2 500 000 Kč		250 000 Kč	250 000 Kč	250 000 Kč	250 000 Kč	...	0 Kč
Transformátor + příslušenství	19 000 000 Kč		1 900 000 Kč	1 900 000 Kč	1 900 000 Kč	1 900 000 Kč	...	0 Kč
Rozvodna 22 kV - odběratel	500 000 Kč		50 000 Kč	50 000 Kč	50 000 Kč	50 000 Kč	...	0 Kč
Řídicí systém - odběratel	3 500 000 Kč		350 000 Kč	350 000 Kč	350 000 Kč	350 000 Kč	...	0 Kč
Řídicí systém - E.ON	2 700 000 Kč		270 000 Kč	270 000 Kč	270 000 Kč	270 000 Kč	...	0 Kč
Vlastní spotřeba - odběratel	600 000 Kč		60 000 Kč	60 000 Kč	60 000 Kč	60 000 Kč	...	0 Kč
Celkem	67 100 000 Kč	Náklady na údržbu	720 000 Kč	734 472 Kč	741 817 Kč	749 235 Kč	...	970 451 Kč
		Výnosy	26 599 788 Kč	26 599 788 Kč	26 599 788 Kč	26 599 788 Kč	...	32 140 215 Kč
Cash Flow		-67 100 000 Kč	20 718 013 Kč	20 646 149 Kč	20 611 291 Kč	20 575 793 Kč	...	22 532 499 Kč
Discounted Cash Flow		-67 100 000 Kč	19 656 559 Kč	18 584 798 Kč	17 602 865 Kč	16 672 247 Kč	...	4 651 479 Kč
NPV		245 294 180 Kč						
NPV > 0 (nastává ve 4. roce)		5 416 469 Kč						
Kumulované Discounted Cash Flow		-67 100 000 Kč	-47 443 441 Kč	-28 858 643 Kč	-11 255 778 Kč	5 416 469 Kč	...	245 294 180 Kč

Jak můžeme vidět na obrázku 7-2 a stejně tak v tabulce 7-5, při daných vstupních hodnotách vychází čistá současná hodnota projektu větší než nula ve čtvrtém roce od jeho uvedení do provozu. Poté už se nachází s rostoucí tendencí v kladných hodnotách.

Při uvažovaném nárůstu odebírané energie, tím i náklady na ztráty je čistá současná hodnota projektu po třiceti letech od uvedení do provozu na hodnotě přibližně 245 mil. Kč. Z tohoto pohledu se taková investice odběrateli velmi vyplatí, i když je spojená s vyšší náročností na údržbu, na celkovou logistiku a případně i další zaměstnance, kteří budou mít takový provoz na starosti.

Na problematiku však nelze pohlížet pouze z pohledu odběratele. V tomto případě je, jak již bylo zmíněno, TR Heroltice nejvytíženější TR v celé oblasti DS E.ON východ. Srovnání se nachází v grafu na obrázku 5-6. TR Heroltice v roce 2016 přetransformovala přes 330 tisíc MWh. Odchodem tohoto odběratele přijde o necelých 189 tisíc MWh/rok svého zatížení, které tím klesne na méně než polovinu současného stavu. Rázem se tedy stane, s transformovanou energií kolem 140 MWh/rok, jednou z méně zatížených transformoven v sestavě 2 x 40 MVA. Stroje jsou z roku 2002, tedy poměrně zánovní. Zatímco v blízké TR Bedřichov v sestavě 2 x 40 MVA, která v roce 2016 přetransformovala 193 tisíc MWh elektrické energie je jeden z transformátorů z roku 1988. Lze tedy uvažovat o jeho výměně za kus o jmenovitém výkonu 25 MVA za předpokladu, převedení určitého zatížení na TR Heroltice.

V obecné rovině lze konstatovat, že nejen z pohledu distribučních tarifů je zřejmé, že takto velká zatížení by měla být obecně směřována právě do hladiny 110 kV. Důvody jako přetěžování DS 22 kV, rušení HDO apod. jsou zmíněny výše. Za takovým přechodem mezi napěťovými hladinami tedy nelze hledat pouze finanční ztrátu respektive úsporu, ale i provozní výhody, které mohou mít široký dosah.

8 ZÁVĚR

Cílem této práce bylo shrnout poznatky o transformaci 110/22 kV v DS E.ON východ. Zejména pak o nasazovaných transformátorech, jejich jmenovitých výkonech, hospodárnosti, životnosti a obecně součástech a parametrech, které mají rozhodující vliv na jejich životnost.

V první části práce je popsán transformátor, s kladením důrazu na izolační soustavu, specificky na izolační papír. V další části je probírána hospodárnost. Jedná se o vyčíslení hodnoty ztrát výkonu, s tím souvisejících ztrát energie a celkových nákladů na transformátor.

Dále byl stanovován optimální jmenovitý výkon nových strojů. Současná praxe je totiž omezena zejména na dva výkonové stupně 25 a 40 MVA. V této kapitole se nachází i popis vývoje parametrů transformátorů 110/22 kV obecně. Obsahuje také popis současné praxe nasazování strojů s jednotlivými variantami sestav a okomentování nejčastějších důvodů provozu probírané varianty. Zmínil jsem i téma spolehlivosti, kdy z uvedených analyzovaných dat lze vyčíst, že se jedná o velmi spolehlivá zařízení, u kterých se téměř nevyskytují závažné poruchy ohrožující bezpečnost dodávky. Tato problematika je poté dále rozebrána v kapitole č. 6.

V páté kapitole byl popsán vývoj transformace 110/22 kV v distribuční oblasti E.ON východ jako takový. Zaměřil jsem se na skutečnosti ovlivňující provoz transformátorů 110/22 kV v této distribuční oblasti, jako jsou například vývoj spotřeby elektrické energie obecně, ale i popis místních vlivů, růst transformační kapacity nebo vliv obnovitelných zdrojů. Součástí této kapitoly je otázka předčasné výměny transformátorů ze dvou různých úhlů pohledu. Pro tyto účely jsem vybral zařízení, kterým zbývá podle současných zvyklostí 10 a méně roků do konce životnosti. Prvním pohledem na předčasnou výměnu je zhodnocení efektů, kterých je v takovém případě v distribuční soustavě dosaženo. Jedná se například o úsporu nákladů na provoz a ztráty a také schopnost přenosu transformátoru, který je ohodnocen mnou odhadnutými měrnými tržbami. Vypočtením čisté současné hodnoty investice výměny transformátoru a následným zavedením dalšího hodnotícího faktoru (RCF) jsem dosáhl výsledků, které ve valné většině vyznívají proti předčasné výměně hodnoceného stroje. Pouze u T101 Brno – Komárov jsem se dostal do kladných čísel, díky jeho poměrně velkému zatížení a očekávané výměně za 9 let. Výsledky jsou samozřejmě velmi závislé na vývoji zatížení a také ceně energie na krytí ztrát. Druhou metodou je hodnocení z pohledu společnosti E.ON jakožto společnosti podnikající v silně regulovaném prostředí. Výpočty jsou postavené na účelovosti, kterou by případná výměna takového transformátoru byla. Předpokladem je tedy, že taková investice je pro rozvoj soustavy nezbytná, a proto lze počítat s výnosem z investice na úrovni stanovené hodnoty parametru WACC. Díky těmto předpokladům vychází taková výměna finančně mnohem lépe, než jak je tomu při použití metody předešlé. Výsledky jsou shrnuty v tabulkách 5-5 a 5-7. Poslední částí této kapitoly je zhodnocení jmenovitých výkonů jednotlivých transformátorů v transformovných dané distribuční oblasti. Je zde patrný velmi silný vliv umístění transformovny v DS. Hodnocení je rozděleno na tři části, a to transformovny s předpokladem pro snižování nebo stagnaci transformované energie, transformovny, kde se dá uvažovat o nasazení výkonového stupně 16 MVA a transformovny s předpokládaným růstem zatížení. Pokud pomineme ekonomické vlivy sleduje se transformovaná energie, maximum zatížení a případně i přetoky energie. Z této části práce plyne, že do procesu výměny transformátorů vstupují i vlivy jako je vazba transformoven po síti 22 kV, kvalita napětí, nebo například zachování stroje o jmenovitém výkonu 40 MVA z důvodu jeho použití pro protínámrazové vyhřívání vedení. Co se tedy z jednoho pohledu (například nízké zatížení transformovny) může zdát jako neekonomické jednání, může být z pohledu systémového nezbytným krokem.

Šestá kapitola je věnována životnosti. Nejprve je definován pojem životnost a souvislosti, na které je nutné se zaměřit. Jedná se o pasáž, která je úvahového charakteru s exaktními prvky týkající se složení a životnosti izolace. Na tomto místě byl začleněn pojem „průměrný polymerační stupeň“ (PPS), který prokazuje, v jaké kondici se nachází celulóзовý papír použitý v izolačním systému transformátoru. Poté jsem na základě odborného textu analyzoval možnosti v diagnostice olejových transformátorů sledováním a měřením různých veličin jako jsou rozpuštěné plyny v oleji, měření izolačního odporu nebo například měření ztrátového činitele a kapacity. Následně byla po konzultaci ve firmě Orgrez zmíněna možná metoda, využitelná pro výkonové olejové transformátory na základě sledování a vyhodnocování koeficientu PPS u již vyřazených strojů. Takto dosažená hodnota PPS při srovnání hodnoty ze vzorku získaného z provozovaného stroje, dává možnost při uvažování dalších faktorů, které jsou zahrnuty v relačním koeficientu, možnost predikce zbytkové životnosti stroje.

Poslední kapitola se zabývá přechodem významného odběratele z hladiny 22 kV do hladiny 110 kV, čímž se stane odběratelem kategorie A. Na úvod kapitoly je uvedeno zdůvodnění stavby, kde je analyzován popis situace. Nejdůležitějším poznatkem je změna hlavní napájecí transformovny, přičemž stávající přejde do režimu náhradního napájení po vedení 22 kV. Následuje popis aktuální situace v síti a poté shrnutí stavu současného a budoucího. Další podkapitolou je rozbor způsobu plateb za distribuci a jejich rozdíl mezi hladinami VVN a VN, který je následně vyčíslen přímo pro konkrétního odběratele za jeden rok. Poté následovala volba vhodného transformátoru 110/22 kV, kdy je zvážení různých aspektů (zejména pak zatížení a jeho budoucího vývoje) vybrán jmenovitý výkon 50 MVA. Poslední zkoumanou záležitostí této kapitoly a zároveň celé práce je shrnutí položek v rozpočtu stavby a následné vyčíslení investičního záměru metodou NPV, přičemž z pohledu ušetřených nákladů plateb za distribuci vychází pro odběratele jako velmi výhodná v krátkém časovém horizontu. Na závěr této kapitoly se snažím upozornit na obezřetnost před hodnocením záležitosti pouze z finančního hlediska čili finanční ztráty pro distributora. Je nutné brát v potaz i druhý úhel pohledu, kterým je odlehčení DS 22 kV a zlepšení dalších provozních faktorů, jakým je například kvalita signálu HDO v dané oblasti a další.

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] TOMAN, Petr, Jiří DRÁPELA, Jaroslava ORSÁGOVÁ, Martin PAAR a David TOPOLÁNEK. *Provoz distribučních soustav*. První vydání. Praha: ČVUT v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04935-8.
- [2] Popis distribuční soustavy E.ON Distribuce, a.s. In: *E.ON Distribuce* [online]. [cit. 2016-10-15]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/o-nas/distribucni-soustava/technicke-informace/elektrina/-a12371?field=data>
- [3] SOUHRNNÁ ZPRÁVA O DOSAŽENÉ ÚROVNI KVALITY DISTRIBUCE ELEKTŘINY A SOUVISEJÍCÍCH SLUŽEB ZA ROK 2015. In: *E.ON Distribuce a.s.* [online]. 2016 [cit. 2016-10-15]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/o-nas/distribucni-soustava/technicke-informace/elektrina/-a12381?field=data>
- [4] VÍTEK, Miroslav. *Ekonomika dopravních energetických systémů*. 2. Praha: ČVUT, 2008. ISBN 978-80-01-04181-9.
- [5] HROUDNÝ, Martin. *Problematika zatěžování TR 110/22 kV obecně a v oblasti DS E.ON východ.*, E.ON Česká republika, Rozvoj sítí východ, 2015, s. 22 [cit. 2016-12-15].
- [6] HAMMER, Miloš, Jakub ERTL, Oldřich BARVENČÍK a David KUTÁLEK. Příspěvek k rozboru spolehlivosti výkonových olejových transformátorů 1. část. *Elektrorevue* [online]. 2011, (5), 10 [cit. 2016-12-15]. ISSN 1213-1539.
- [7] HAMMER, Miloš, Jakub ERTL, Oldřich BARVENČÍK a David KUTÁLEK. Příspěvek k rozboru spolehlivosti výkonových olejových transformátorů 2. část. *Elektrorevue* [online]. 2011, (5), 9 [cit. 2016-12-15]. ISSN 1213-1539.
- [8] CHMELA, Michal. *Ekonomika a řízení*. Brno, 2007. Skriptum. VUT v Brně.
- [9] KONÍČEK, Václav. *Elektrické stroje*. 2012. Skriptum - učební text.
- [10] Statistika spotřeba elektřiny. In: *OTE* [online]. [cit. 2016-03-19]. Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobá-rovnováha/spotřeba-elektřiny/files_spotřeba_elektřiny/1.jpg
- [11] KIRÁLY, Jozef. *Tepelná degradácia izolačných systémov*. Košice, 2014. Dizertační práce. Technická univerzita v Košiciach. Vedoucí práce Roman Cimbala.
- [12] J. Mertlová, P. Hejtmánková a T. Tajtl, *Teorie přenosu a rozvodu elektrické energie*, Plzeň: Západočeská univerzita v Pzni, 2008.
- [13] Výpočet ztrát při umístění měření na sekundární straně transformátoru – bod (7.2.) a (7.3.). In: *Cenové rozhodnutí ERÚ* [online]. Jihlava, 2004, s. 1 [cit. 2017-05-03]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/480387/CR_2004_10metodika.pdf/ddc425aa-a9d0-4f6f-b20c-878008386a87
- [14] HRŮZA, Jan a Eva MÜLLEROVÁ. *Transformátory – zpřesnění určení životnosti pevné izolace*. 2012, , 15.
- [15] CHEMIŠINEC, Igor a Radek PROCHÁZKA. *Life management jako nástroj k prodloužení životnosti výkonových transformátorů* [online]., 6 [cit. 2017-05-03]. Dostupné z: http://www.ceskaenergetika.cz/nezarazene_clanky/life_management_jako_nastroj_k_prodlouzeni_zivotnosti.html

-
- [16] FÁBIK, Zoltán. *Výměna transformátorů 110/22 kV*. Praha, 2015. Diplomová práce. ČVUT. Vedoucí práce Ing. David Růžek.
- [17] HRON, Jakub. *Ekonomika provozu a výměny transformátorů*. Praha, 2016. Diplomová práce. ČVUT. Vedoucí práce doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.
- [18] *Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství* [online]. ERÚ, Jihlava, 2016 [cit. 2017-05-03]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/documents/10540/462862/Zasady-cenove-regulace-IV-RO.pdf/e438802a-b956-4df7-8353-89ccfd72a1ae>
- [19] KOLCUNOVÁ, Iraida. *Diagnostika elektrických strojov*. Košice: Technická univerzita Košice, 2006. ISBN 80-8073-550-6.
- [20] VAŠÍČEK, Jiří. *Efektivnost - kritéria ekonomického hodnocení investic* [online]. In: . Praha, s. 35 [cit. 2017-05-10]. Dostupné z: <https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/x16eke/05%20EKE%20Efektivnost.pdf>